

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗРАБОТКИ МНОГОПЛАСТОВЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b>

УДК 622.276.031-022.218(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5В	Швец Алексей Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькикова Маргарита Радиевна	К.Г.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2020 г.

### Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
<b>в области производственно-технологической деятельности</b>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<b>в области организационно-управленческой деятельности</b>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<b>в области экспериментально-исследовательской деятельности</b>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<b>в области проектной деятельности</b>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)



	<p>устьевое оборудование скважин, глубинно - насосное оборудование скважин Приобского месторождения, характеристика системы заводнения, объекты подготовки.</p> <p>Разработка технологии исследования многопластовых месторождений нефти. Интерпретация трассерных исследований на объектах АС10 и АС12 южной части Приобского месторождения. Рекомендации по совершенствованию разработки пластов южной части Приобского месторождения на основе трассерных исследований. Технология для одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) воды с возможностью регулирования расхода воды по трем объектам (пластам). Обоснование выбора моделей для прогнозирования основных технологических показателей разработки. Анализ эффективности внедрения технологии одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов.</p> <p>Расчет показателей экономической эффективности ОПЗ. Анализ чувствительности проекта к риску.</p> <p>Основные законодательные и нормативные акты, регулирующие трудовые отношения, регламентирующие условия труда и безопасность на производстве.</p> <p>Общие требования к ОПО и рабочим местам.</p> <p>Мероприятия по предотвращению, ликвидации и снижению последствий чрезвычайных ситуаций техногенного и природного характера.</p> <p>Мероприятия, направленные на предотвращение, ликвидацию и снижение последствий чрезвычайных ситуаций техногенного характера.</p> <p>Мероприятия, направленные на предотвращение,</p>
--	--

	<p>ликвидацию и снижение последствий чрезвычайных ситуаций природного характера .</p> <p>Влияние технологических процессов ООО «Сибнефть – Хантос» на экологическое состояние прилегающей территории .</p> <p>Характеристика наиболее вероятных ЧС техногенного характера возникающих на территории предприятия.</p> <p>Чрезвычайные ситуации, вызванные террористическими актами.</p> <p>Чрезвычайные ситуации, вызванные природными явлениями</p>
--	---

### **Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

*(с указанием разделов)*

<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Общая характеристика объекта исследования на примере Приобского месторождения	Старший преподаватель Пулькина Наталья Эдуардовна
Анализ технологических условий эксплуатации	Старший преподаватель Пулькина Наталья Эдуардовна
Анализ кустового и подземного оборудования, объекта подготовки многопластовых скважин	Старший преподаватель Пулькина Наталья Эдуардовна
Эффективность применения технологии разработки, исследования многопластовых месторождений нефти	Старший преподаватель Пулькина Наталья Эдуардовна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Рыжакина Татьяна Гавриловна
Социальная ответственность	Ассистент, к.т.н. Сечин Андрей Александрович

### **Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:**

Общая характеристика объекта исследования на примере Приобского месторождения
Анализ технологических условий эксплуатации
Анализ кустового и подземного оборудования, объекта подготовки многопластовых скважин
Эффективность применения технологии разработки, исследования многопластовых залежей нефти
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной</b>	<b>02.03.2020</b>
--	-------------------

квалификационной работы по линейному графику	
--	--

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибульникова Маргарита Радиевна	к.г.н.		02.03.2020
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			02.03.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5В	Швец Алексей Сергеевич		02.03.2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело

Уровень образования: бакалавр

Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

Период выполнения: весенний семестр 2019 /2020 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН

#### выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
16.03.2020	Общая характеристика объекта исследования на примере Приобского месторождения	20
03.04.2020	Анализ технологических условий эксплуатации	30
24.04.2020	Анализ кустового и подземного оборудования, объекта подготовки многопластовых скважин	15
25.04.20	Эффективность применения технологии разработки, исследования многопластовых залежей нефти	15
11.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	10
25.05.2020	Социальная ответственность.	10

#### СОСТАВИЛ:

##### Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибульникова Маргарита Радиевна	Д.Т.Н.		

##### Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

#### СОГЛАСОВАНО:

##### Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

## **Обозначения, определения и сокращения**

**ГРП** – гидроразрыв пласта;

**А.О.** - абсолютные отметки;

**ММП** – многолетнемерзлые породы;

**НКТ** – насосно-компрессорные трубы;

**ПО** – программное обеспечение;

**УР** – устройство регулируемое;

**УВ** – углеводороды;

**ОРМ** – отдел разработки месторождений;

**ФА** – фонтанная арматура;

**ПВО** – противовыбросовое оборудование;

**СПО** – спускоподъемные операции;

**ПЗП** – призабойная зона пласта

**АФК** – арматура фонтанная с кабельным вводом

**АН** – арматура нагнетательная

**ЭЦН** – электро-центробежный насос

**КНС** – кустовая насосная станция

**ППД** – подача пластового давления

**ДНС** – дожимная насосная станция



## **РЕФЕРАТ**

Выпускная квалификационная работа 120 страниц, в том числе 48 рисунков, 14 таблиц. Список литературы включает 26 источников.

Ключевые слова: низкие устьевые температуры, капиллярный полимерно-металлический трубопровод, технологии одновременно-раздельная эксплуатация, одновременно-раздельная закачка, обработка призабойной зоны.

Объектом исследования является технологии разработки многопластовых месторождений, технологии трассерных (индикаторных) исследований, одновременно-раздельная эксплуатация.

Целью исследования является анализ применения технологий разработки многопластовых месторождений

В процессе исследования были рассмотрены технологии одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов, проведён анализ трассерных исследований по пластам АС10 и АС12 Приобского месторождения; изучено оборудование, необходимое для реализации технологических операций; проведена экономическая оценка мероприятий.

В результате исследования выявлен положительный эффект внедрения технологии одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов (технология ОРРНЭО).

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	13
1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ ПРИБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	15
1.1 Характеристика района работ.....	15
1.2 Нефтеносность.....	15
1.3 Характеристика продуктивных пластов.....	17
1.4 Физико-химические свойства пластовых флюидов.....	21
1.5 Геолого – физическая характеристика объекта АС10 южной части Приобского месторождения.....	22
2. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ .....	27
2.1 Состояние разработки объекта АС10 южной части Приобского месторождения .....	27
2.2 Характеристика фонда скважин и показатели их эксплуатации.....	31
2.3 Оценка извлекаемых и трудноизвлекаемых запасов.....	33
3. АНАЛИЗ КУСТОВОГО И ПОДЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ОБЪЕКТА ПОДГОТОВКИ МНОГОПЛАСТОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ.....	37
3.1 Конструкции скважин и выбор обсадных колонн для ОРЭ.....	37
3.2 Устьевое оборудование скважин.....	40
3.3 Глубинно - насосное оборудование скважин Приобского месторождения.....	42
3.4 Характеристика системы заводнения .....	43
3.5 Объекты подготовки.....	44
4. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ, ИССЛЕДОВАНИЯ МНОГОПЛАСТОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ.....	47
4.1 Разработка технологии исследования многопластовых месторождений нефти.....	47

4.2 Интерпретация трассерных исследований на объектах АС10 и АС12 южной части Приобского месторождения.....	52
4.2.1 Интерпретация результатов закачки трассера тринатрийфосфата от скважины 477Р.....	52
4.2.2 Интерпретация результатов закачки трассера роданистого аммония от скважины 12277.....	55
4.2.3 Интерпретация результатов закачки трассера флуоресцеина натрия от скважины 15994.....	58
4.2.4 Интерпретация результатов закачки трассера эозина от скважины 15994.....	61
4.2.5 Интерпретация результатов закачки трассера карбамида от скважины 15961.....	63
4.2.6 Методика интерпретации индикаторных исследований.....	64
4.3 Рекомендации по совершенствованию разработки пластов южной части Приобского месторождения на основе трассерных исследований .....	67
4.3.1 Технология для одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) воды с возможностью регулирования расхода воды по трем объектам (пластам)....	67
4.3.2 Принципы воздействия на пласт с целью повышения нефтеотдачи....	70
4.3.3 Обоснование использования методов повышения нефтеотдачи.....	72
4.3.4 Технология интенсификации притока нефти из заглинизированных и низкопроницаемых коллекторов.....	74
4.3.5 Комплексная технология ограничения водопритока и интенсификации притока нефти.....	74
4.4 Обоснование выбора моделей для прогнозирования основных технологических показателей разработки.....	76
4.5 Анализ эффективности внедрения технологии одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов .....	80
5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	84
5.1 Расчет показателей экономической эффективности ОПЗ.....	84

5.2 Анализ чувствительности проекта к риску.....	87
6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	93
6.1 Основные законодательные и нормативные акты, регулирующие трудовые отношения, регламентирующие условия труда и безопасность на производстве.....	93
6.2 Общие требования к ОПО и рабочим местам.....	95
6.3 Мероприятия по предотвращению, ликвидации и снижению последствий чрезвычайных ситуаций техногенного и природного характера.....	100
6.3.1 Мероприятия, направленные на предотвращение, ликвидацию и снижение последствий чрезвычайных ситуаций техногенного характера...	100
6.3.2. Мероприятия, направленные на предотвращение, ликвидацию и снижение последствий чрезвычайных ситуаций природного характера .....	104
6.4 Влияние технологических процессов ООО «Сибнефть – Хантос» на экологическое состояние прилегающей территории .....	106
6.5 Основные чрезвычайные ситуации техногенного характера.....	108
6.5.1 Характеристика наиболее вероятных ЧС техногенного характера возникающих на территории предприятия.....	108
6.5.2 Чрезвычайные ситуации, вызванные террористическими актами.....	113
6.5.3 Чрезвычайные ситуации, вызванные природными явлениями.....	113
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	116
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	118

## **ВВЕДЕНИЕ**

Россия занимает одно из лидирующих в мире мест по объему запасов нефти. Предприятия нефтяного комплекса совместно с другими отраслями топливно-энергетического комплекса составляют основу жизнеобеспечения всех отраслей экономики России и располагают всеми возможностями для устойчивой и высокоэффективной деятельности на принципах самофинансирования. Имеется устойчивая тенденция к снижению объема добычи нефти и нефтепродуктов, что может привести к необратимым изменениям в энергетическом балансе страны.

Многолетняя практика разработки нефтяных месторождений показывает, что при разработке пластов со сложным геологическим строением (неоднородными нефтенасыщенными коллекторами, как по мощности, так и по площади залегания) значительные запасы не вовлекаются в разработку. Сложно-построенные коллектора месторождений неоднородны по проницаемости, разрезу и литологическому составу. Это приводит к образованию многочисленных застойных зон с запасами нефти, которые при существующей системе разработки полностью в работу не вовлекаются. Неравномерное обводнение продуктивных пластов, вызванное прорывом воды по наиболее высокопроницаемым участкам, является причиной отбора больших объемов попутной воды, которая закачивается через нагнетательные скважины и отбирается через добывающие, не производя при этом полезной работы по нефтевытеснению.

Современные требования к информативности, точности и достоверности получаемых результатов требуют применения способа, позволяющего эффективно решать задачи по контролю за перемещением нагнетаемой в пласт воды, получать информацию о продвижении жидкости не только у забоев скважин, что обеспечивается геофизическими методами, но и в межскважинном пространстве. Такую информацию можно получить методом прослеживания (трассирования) фильтрации пластовых жидкостей с помощью индикаторов.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ технологий разработки многопластовых нефтяных месторождений, на примере Приобского месторождения.

# **1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ**

## **1.1 Общие сведения о Приобском нефтяном месторождении**

Лицензионная территория Приобского месторождения ("Приобский блок" или "Приобское месторождение"), занимает площадь 5446 км<sup>2</sup> (1,3 миллиона акров) и находится на расстоянии 65 км восточнее Ханты-Мансийска и 100 км западнее города Нефтеюганска.

Лицензионная территория Приобского месторождения находится в пределах административной юрисдикции Ханты-Мансийского района Ханты-Мансийского автономного округа. Наиболее крупные города вблизи месторождения - Ханты-Мансийск, Нефтеюганск и Сургут. Поселки Баяны, Добрино, Тыюли, Мануйлово и Реполово находятся в пределах Южной лицензионной территории. Вблизи Приобского месторождения расположены следующие крупные месторождения, находящиеся в стадии разработки:

Приразломное (к юго-востоку от Приобского месторождения),

Салымское (в 20 км к востоку),

Правдинское (в 57 км к юго-востоку).

Опытный эксплуатационный участок Приобского месторождения соединен двумя трубопроводами с ЦПП на месторождении Приразломное. Далее по сети трубопроводов нефть подается в трубопроводную систему "ТРАНСНЕФТЬ". Трубопроводов на ЮЛТ не имеется.

## **1.2 Нефтеносность**

На Приобском месторождении этаж нефтеносности охватывает значительные по толщине отложения осадочного чехла от среднеюрского до аптского возраста и составляет более 2,5 км.

Непромышленные притоки нефти и керн с признаками углеводородов получены из отложений тюменской (пласты Ю1 и Ю2) и баженовской (пласт Ю0) свит. Из-за ограниченного числа имеющихся геолого-геофизических материалов, строение залежей к настоящему времени не достаточно обосновано.

Промышленная нефтеносность установлена в неокомских пластах группы АС, где сосредоточено 90% разведанных запасов. Основные продуктивные пласты заключены между пимской и быстринской пачками глин. Залежи приурочены к линзовидным песчаным телам, сформировавшимся в шельфовых и клиноформных отложениях неокома, продуктивность которых не контролируется современным структурным планом и определяется практически только наличием в разрезе продуктивных пластов-коллекторов. Отсутствие при многочисленных испытаниях в продуктивной части разреза пластовой воды доказывает, что залежи нефти, связанные с пластами этих пачек, представляют собой замкнутые линзовидные тела, полностью заполненные нефтью, а контуры залежей для каждого песчаного пласта определяются границами его распространения. Исключение составляет пласт АС7, где получены притоки пластовой воды из песчаных линз, заполненных водой.

В составе продуктивных неокомских отложений выделено 9 подсчетных объектов: АС123, АС122, АС112-4, АС111, АС110, АС101-2, АС100, АС9, АС7.

Залежи пластов АС7, АС9 промышленного интереса не представляют. Геологический профиль представлен на рисунке 1.

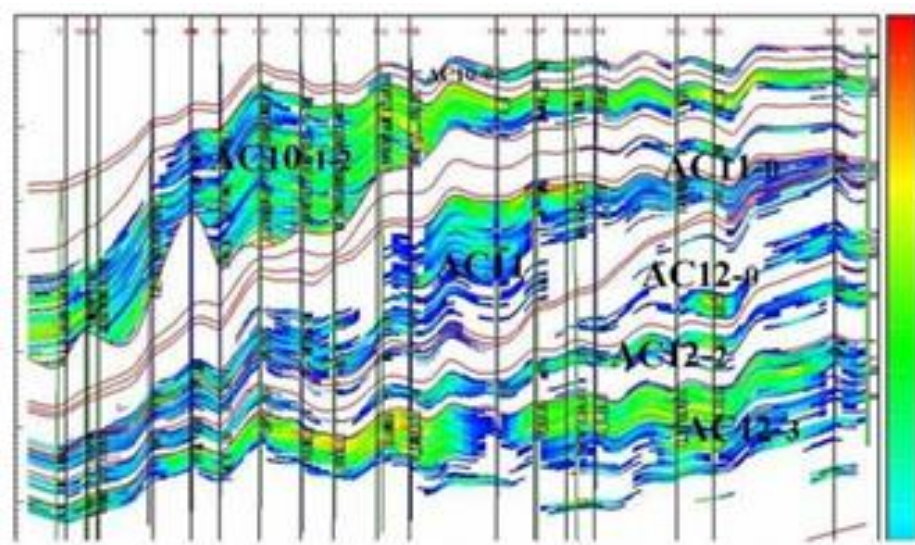


Рисунок 1 - Геологический профиль Приобского месторождения



### 1.3 Характеристика продуктивных пластов

Основные запасы нефти на Приобском месторождении сосредоточены в отложениях неокомского возраста. Особенностью геологического строения залежей, связанных с неокомскими породами является то, что они имеют мегаколослоистое строение, обусловленное формированием их в условиях бокового заполнения достаточно глубоководного морского бассейна (300-400м) за счёт выноса обломочного терригенного материала с востока и юго-востока. Формирование неокомского мегакомплекса осадочных пород происходило в целой серии палеогеографических условий: континентального осадконакопления, прибрежно-морского, шельфового и очень замедленного осаднения осадков в открытом глубоком море.

По мере продвижения с востока на запад происходит наклон (по отношению к баженовской свите, являющейся региональным репером) как глинистых выдержанных пачек (зонального репера), так и содержащихся между ними песчано-алевролитных пород.

Согласно определениям, выполненным специалистами ЗапСибНИГНИ по фауне и споропыльце, отобранным из глин в интервале залегания пимской пачки, возраст этих отложений оказался готеривским. Все пласты, что находятся выше пимской пачки. Проиндексированы как группа АС, поэтому и на Приобском месторождении пласты БС1-5 были переиндексированы на АС7-12.

При подсчёте запасов в составе мегакомплекса продуктивных неокомских отложений выделено 11 продуктивных пластов: АС12/3, АС12/1-2, АС12/0, АС11/2-4, АС11/1, АС11/0, АС10/2-3, АС10/1, АС10/0, АС9, АС7.

Пачка продуктивных пластов АС12 залегает в основании мегакомплекса и является наиболее, с точки зрения формирования, глубоководной частью. В составе выделено три пласта АС12/3, АС12/1-2, АС12/0, которые разделяются между собой относительно выдержанными на большей части площади глинами, мощность которых колеблется от 4 до 10 м.

Залежи пласта АС12/3 приурочены к моноклиналильному элементу

(структурному носу), в пределах которого отмечаются малоамплитудные поднятия и впадины с зонами перехода между ними.

Основная залежь АС12/3 вскрыта на глубинах 2620-2755м и является литологически экранированной со всех сторон. По площади она занимает центральную терассовидную, наиболее приподнятую, часть структурного носа и ориентирована с юго-запада на северо-восток. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 12,8м до 1,4м. Дебиты нефти составляют от 1,02 м<sup>3</sup>/сут, Нд=1239м до 7,5 м<sup>3</sup>/сут при Нд=1327м. Размеры литологически экранированной залежи составляют 25,5км на 7,5 км, высота 126 м.

Залежь АС12/3 вскрыта на глубинах 2640 - 2707 м и приурочена к Ханты-Мансийскому локальному поднятию и зоне его восточного погружения. Залежь контролируется со всех сторон зонами замещения коллекторов. Дебиты нефти невелики и составляют при различных динамических уровнях 0,4-8,5 м<sup>3</sup>/сут. Наиболее высокая отметка в сводовой части фиксируется на -2640 м, а наиболее низкая в (-2716 м). Размеры залежи 18 на 8,5 км, высота 76м. Тип литологически экранированный.

Основная залежь АС12/1-2 является самой крупной на месторождении. Вскрыта на глубинах 2536-2728 м. Приурочена к моноклинали, осложнённой небольшими по амплитуде локальными поднятиями с зонами перехода между ними. С трёх сторон структура ограничена литологическими экранами и лишь на юге (к Восточно-Фроловской площади) коллектора имеют тенденцию к развитию. Нефтенасыщенные толщины изменяются в широком диапазоне от 0,8 до 40,6 м, при этом зона максимальных толщин (более 12 м) охватывает центральную часть залежи, а также восточную. Размеры литологически экранированной залежи 45 км на 25 км, высота 176 м.

В пласте АС12/1-2 вскрыты залежи 7,5 на 7 км, высотой 7 м и 11 на 4,5 км, высотой 9 м. Обе залежи литологически экранированного типа.

Пласт АС12/0 имеет меньшую по размерам зону развития. Основная залежь АС12/0 представляет собой линзообразное тело, ориентированное с

юго-запада на северо-восток. Размеры ее 41 на 14 км, высота 187 м. Дебиты нефти изменяются от первых единиц м<sup>3</sup>/сут при динамических уровнях до 48 м<sup>3</sup>/сут.

Выше по разрезу залегает пачка продуктивных пластов АС11, в состав которой входят АС11/0, АС11/1, АС11/2, АС11/3, АС11/4. Три последних соединены в единый подсчетный объект, имеющий очень сложное строение как по разрезу, так и по площади. В зонах развития коллекторов, тяготеющих к присводным участкам, наблюдаются наиболее значительные толщины горизонта с тенденцией увеличения на северо-восток (до 78,6 м). На юго-востоке этот горизонт представлен лишь пластом АС11/2, в центральной части - пластом АС11/3, на севере - пластом АС11/2-4.

Основная залежь АС11/1 является второй по значению в пределах Приобского месторождения. Пласт АС11/1 развит в присводной части валообразного поднятия субмеридионального простирания, осложняющего моноклиналь. С трёх сторон залежь ограничена зонами глинизации, а на юге граница проведена условно. Размеры основной залежи 48 на 15 км, высота 112 м. Дебиты нефти изменяются от 2,46 м<sup>3</sup>/сут при динамическом уровне 1195 м до 11,8 м<sup>3</sup>/сут.

Пласт АС11/0 выявлен в виде изолированных линзовидных тел на северо-востоке и на юге. Толщина его от 8,6 м до 22,8 м. Первая залежь имеет размеры 10,8 на 5,5 км, вторая 4,7 на 4,1 км. Обе залежи литологически экранированного типа. Характеризуются притоками нефти от 4 до 14 м<sup>3</sup>/сут при динамическом уровне. Горизонт АС10 вскрыт почти всеми скважинами и состоит из трех пластов АС10/2-3, АС10/1, АС10/0.

Основная залежь АС10/2-3 вскрыта на глубинах 2427-2721 м и расположена в южной части месторождения. Тип залежи - литологически экранированный, размеры 31 на 11 км, высота до 292 м. Нефтенасыщенные толщины колеблются от 15,6 м до 0,8 м.

Основная залежь АС10/1 вскрыта на глубинах 2374-2492 м. Размеры залежи 38 на 13 км, высота до 120 м. Южная граница проводится условно.

Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,4 до 11,8 м. Безводные притоки нефти составили от 2,9 м<sup>3</sup>/сут при динамическом уровне 1064 м до 6,4м<sup>3</sup>/сут.

Завершает разрез пачки пластов АС10 продуктивный пласт АС10/0, в пределах которого выявлено три залежи, расположенные в виде цепочки субмеридиального простирания.

Горизонт АС9 имеет ограниченное распространение и представлен в виде отдельных фациальных зон, располагающихся на северо-восточном и восточном участках структуры, а также в районе юго-западного погружения.

Завершает неокомские продуктивные отложения пласт АС7, который имеет мозаичную картину в размещении нефтеносных и водоносных полей.

Наибольшая по площади Восточная залежь вскрыта на глубинах 2291-2382 м. Ориентирована с юго-запада на северо-восток. Притоки нефти 4,9-6,7 м<sup>3</sup>/сут при динамических уровнях 1359 - 875 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,8 до 67,8 м. Размеры залежи 46 на 8,5 км, высота 91 м.

Всего в пределах месторождения открыто 42 залежи. Максимальную площадь имеет основная залежь в пласте АС12/1-2 (1018 км<sup>2</sup>), минимальную (10 км<sup>2</sup>) - залежь в пласте АС10/1. Параметры продуктивных пластов в пределах эксплуатационного участка приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Параметры продуктивных пластов

Пласт	Средняя глубина, м	Средняя толщина		Открытая Пористость %	Нефт енасы щенн. %	Коэффи циент песчани стости	Расчлен енность
		Общая, м	Эффект, м				
АС100	2529	10,2	1,9	17,6	60,4	0,183	1,8
АС101-2	2593	66,1	13,4	18,1	71,1	0,200	10,5
АС110	2597	20,3	1,9	17,2	57,0	0,091	2,0
АС111	2672	47,3	6,4	17,6	66,6	0,191	6,1
АС112-4	2716	235,3	4,9	17,6	67,2	0,183	4,5
АС122	2752	26,7	4,0	17,7	67,5	0,164	3,3
АС123-4	2795	72,8	12,8	18,0	69,8	0,185	9,3

#### 1.4 Физико-химические свойства пластовых флюидов

Пластовые нефти по продуктивным пластам АС10, АС11 и АС12 не имеют значительных различий по своим свойствам. Характер изменения

физических свойств нефтей является типичным для залежей, не имеющих выхода на поверхность и окружённых краевой водой. В пластовых условиях нефти средней газонасыщенности, давление насыщения в 1,5 -2 раза ниже пластового (высокая степень пережатия).

Экспериментальные данные об изменчивости нефтей по разрезу эксплуатационных объектов месторождения свидетельствуют о незначительной неоднородности нефти в пределах залежей.

Нефти пластов АС10, АС11, и АС12 близки между собой, более лёгкая нефть в пласте АС11, молярная доля метана в ней 24,56 %, суммарное содержание углеводородов  $C_2H_6 - C_5H_{12}$  - 19,85%. Для нефтей всех пластов характерно преобладание нормальных бутана и пентана над изомерами.

Количество лёгких углеводородов  $CH_4 - C_5H_{12}$ , растворённых в разгазированных нефтях, составляет 8,2-9,2%.

Нефтяной газ стандартной сепарации высокожирный (коэффициент жирности более 50), молярная доля метана в нём составляет 56,19 (пласт АС10)- 64,29 (пласт АС12). Количество этана намного меньше, чем пропана, отношение  $C_2H_6 / C_3H_8$  равно 0,6, что характерно для газов нефтяных залежей. Суммарное содержание бутанов 8,1-9,6%, пентанов 2,7-3,2%, тяжелых углеводородов  $C_6H_{14}$  + высшие 0,95-1,28%. Количество диоксида углерода и азота невелико, около 1%.

Разгазированные нефти всех пластов сернистые, парафинистые, малосмолистые, средней плотности.

Нефть пласта АС10 средней вязкости, с содержанием фракций до 350 С больше 55%, нефти пластов АС11 и АС12 вязкие, с содержанием фракций до 350 С от 45% до 54,9%.

Оценка параметров, обусловленных индивидуальными характеристиками нефтей и газов, выполнена в соответствии с наиболее вероятными условиями сбора, подготовки и транспорта нефти на месторождении.

Таблица 2 - Сопоставление средних значений пористости и

проницаемости коллекторов пластов АС10-АС12 по керну и ГИС

Пласт	ГИС			Керн			
	Кол-во скважин	Кно, %	Кпр, мД	Кол-во скважин	Кол-во образцов	Кно, %	Кпр, мД
АС100	21	17.7	6.2	5	16	17.4	2.1
АС101-2	58	18.7	21.2	21	297	19.3	13.9
АС110	12	16.5	9.4	33	15	18.1	16.8
АС111	47	18.7	51.8	23	329	20.1	31.9
АС112-4	19	18.1	5.7	9	16	18.5	8.1
АС122	64	18.2	4.7	34	744	17.6	3.4
АС123-4	73	18.1	4.1	31	427	17.5	1.8

### 1.5 Геолого-физическая характеристика объекта АС10 южной части Приобского месторождения

Основные геолого - физические параметры южной части объекта АС10 Приобского месторождения систематизированы по скважинам и приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные геолого - физические параметры южной части объекта АС10 Приобского месторождения

п/п	№ скв.	Значение параметров									
		Кпр мД	h, м	m эф., %	Кнг, %	Нпр, шт	Кпесч, д.е.	Кгл ин, %	А.О., м	Кгп, д.е.	Рпл, атм.
1	12180	13,5	23,6	17	65	13	0,23	4,7	2384	0,160	410
2	12174	25	11,2	20,1	77,9	9	0,25	4,8	2387,7	0,141	139
3	12173	9	8,8	18,5	72	11	0,25	4,7	2384,3	0,040	192
4	15906	4,5	20	17	70,3	22	0,29	7	2377,6	0,045	208
5	15908	12	7,1	18,7	72,7	9	0,16	6,1	2385	0,043	410
6	12204	3,4	12,6	17	64,4	17	0,23	9,9	2390	0,022	415
7	12205	9	18	17	68	15	0,2	8	2376,7	0,081	155
8	12206	4	10,2	16,9	72	10	0,2	7,4	2382,2	0,021	144
9	15943	5	12,4	17,1	71,5	17	0,27	8,8	2398,6	0,031	127
10	15942	3	17,2	16,7	65,7	22	0,28	10	2384,2	0,026	182
11	15944	13	10,6	18,9	72,4	12	0,24	6,3	2403,1	0,069	186
12	12247	3	11,6	16,2	63	17	0,27	10,8	2381,2	0,017	176
13	12248	3	14,4	16,4	68	22	0,24	9,9	2377,3	0,022	171
14	12249	4	5,5	17,6	68	13	0,14	8	2394,9	0,011	410
15	15961	1	5,6	15,5	63,5	10	0,12	11,7	2383	0,003	380
16	15962	3	6,2	18,1	74,1	8	0,16	6,3	2400,4	0,009	160
17	12267	7	11,6	17,7	74,1	10	0,23	6,6	2378,6	0,041	162
18	12268	2,3	9	16,1	66,2	13	0,25	12,1	2412	0,010	86
19	12275	3	5,4	16,1	68	8	0,15	7	2400	0,008	188
20	12277	2,3	11,2	16,4	67,9	12	0,28	7,7	2402	0,013	320

21	12278	9	13,2	16,3	68,7	14	0,24	6,8	2402	0,060	184
22	15977	4	19,6	16,7	69,4	17	0,46	6,2	2407,6	0,039	172
23	15978	1,9	12,9	17,6	62,3	13	0,37	7,4	2382,3	0,012	173
24	15979	5	8,4	17,1	66	12	0,2	8,3	2319,5	0,021	170
25	12297	26,5	17,2	20	79,1	4	0,42	5,6	2400,1	0,229	134
26	12313	12	14	18,2	77,5	7	0,36	7,1	2398,9	0,084	
27	12298	7	5,4	17,9	72	7	0,13	6,6	2391,5	0,019	180
28	12312	8,7	23	17,7	74,2	13	0,57	8,6	2410,8	0,101	131
29	12314	3,7	2,6	16,1	47,3	2	0,19	6	2383,3	0,005	84
30	12315	6	6,8	18,1	71,1	7	0,19	6,5	2378,9	0,021	160
31	477	7	20,5	17,9	72,1	10	0,2	7	2380	0,072	385
32	12326	1	10,2	17,9	73,1	13	0,22	7,5	2385	0,005	410
33	12327	8,6	14	17,7	74	20	0,24	8,5	2413,1	0,061	207
34	15994	5	8,6	15,9	67	9	0,21	14	2389,5	0,022	
35	12330	8	7,2	17,4	77	5	0,17	4,5	2381,2	0,029	101
36	12328	4,2	10,2	16,7	66,9	10	0,34	9,2	2402,1	0,022	134
37	12344	14	12	18,8	75,2	15	0,22	6,2	2410,6	0,084	311
38	12347	6,1	9	18,5	80,9	4	0,08	7,7	2388,1	0,028	407
39	16011	1,3	1,4	16,8	67,6	11	0,28	8,6	2405,2	0,001	116
40	16013	9,4	10	18,1	72,5	11	0,25	6,9	2392,7	0,047	169
41	16014	1	12,2	18	71,1	6	0,34	7,5	2385,9	0,006	120
42	472	2	10,5	2	68,9	5	0,33	8	2384	0,011	230
43	12378	6	9	17,2	67,7	5	0,31	8,4	2383,7	0,027	173
44	12391	3	12,2	16,9	64,8	13	0,24	7,4	2406,7	0,018	142
45	12393	9	4,6	17,3	72,8	5	0,12	6	2397,9	0,021	113
46	16044	6	7,8	16,8	69,3	9	0,21	6,9	2409,5	0,024	88
47	478	6,5	7,3	17,1	64	8	0,2	6,6	2420	0,024	131
48	12436	7	6,8	17,4	67,8	5	0,17	6,3	2430,5	0,024	107
Среднее значение		6,6	11,0	17,1	69,7	11,0	0,24	7,6	2392,2	0,040	167
Минимальное значение		1	2,6	15,5	47,3	2	0,12	4,5	2376,7	0,001	86
Максимальное значение		26,5	23,6	20,1	80,9	22	0,57	14	2413,1	0,229	410

Примечание:

Кнг - нефтегазонасыщение; пр - количество пропластков;

Кпесч - коэффициент песчаности;

Кглин - коэффициент глинистости;

А.О. - абсолютные отметки;

Кгп - коэффициент гидропроводности;

Кнг - нефтегазонасыщение.

Пласт АС10 залегает равномерно на глубине абсолютной отметки - 2413,1 м и колеблется в интервале абсолютной отметки - 2330 - 2420 м. Он характеризуется четырьмя небольшими локальными поднятиями в районе

скважин 15978, 12248, 477Р, 15962. Толщина пласта варьирует в диапазоне 2,6 - 23,6 м при среднем значении 11,0.

Значение эффективной пористости достаточно высокое и составляет в среднем 17,1 % при минимальном и максимальном значениях соответственно 15,5 и 20,1 %.

Проницаемость коллектора относительно низкая по сравнению с другими разрабатываемыми объектами месторождений среднего Приобья и составляет в среднем 6,6 мД с существенным разбросом от 1 до 26,5 мД.

Нефтегазонасыщение на уровне 69,7 % сопоставим с аналогичными объектами. Песчанистость прослеживается на уровне 0,24. Среднее число пропластков составляет 11, которое варьируется от 2 до 22. Пласт характеризуется высокой заглинизированностью, которая колеблется от 4,5 до 14 % при среднем значении 7,6 %. На рисунке 2 показана карта эффективных толщин.

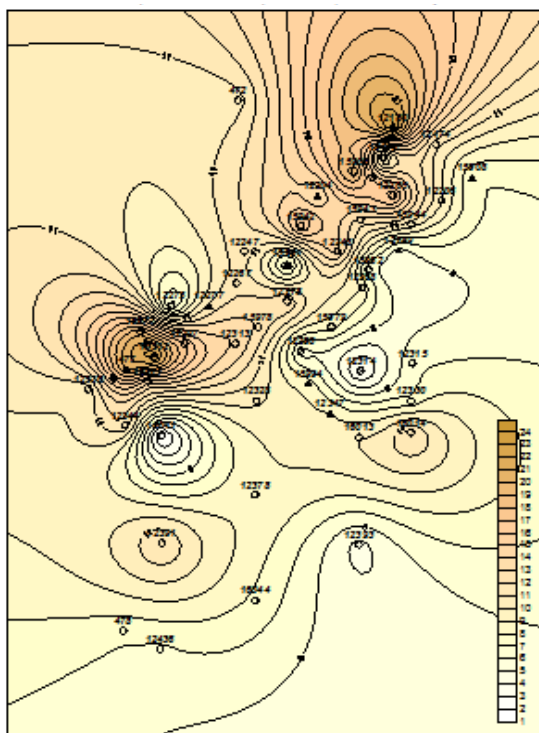


Рисунок 2 – Карта эффективных толщин

Таким образом, пласт АС10 характеризуется ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами коллектора:

- низкая проницаемость;



- низкая гидропроводность;
- высокая степень заглинизированности.

## 2 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

### 2.1 Состояние разработки объекта АС10 южной части Приобского месторождения

Объект АС10 находится в стадии разработки и интенсивно разрабатывается:

- происходит нарастание добычи нефти, этот показатель достиг 120,8 тыс. т/ месяц;
- низкая обводненность продукции (28,7 % на 01.03.05 г., 19,4 % на 01.07.05 г.).

По состоянию на 01.07.05 г. из объекта добыто 2189,3 тыс.т нефти и 2549,3 тыс. т жидкости. Закачано 2456,3 тыс. т воды. Компенсация текущая и накопленная составила соответственно 67,9 % и 78,5 %. Динамика основных технологических показателей разработки представлена рисунке 3 - 5.

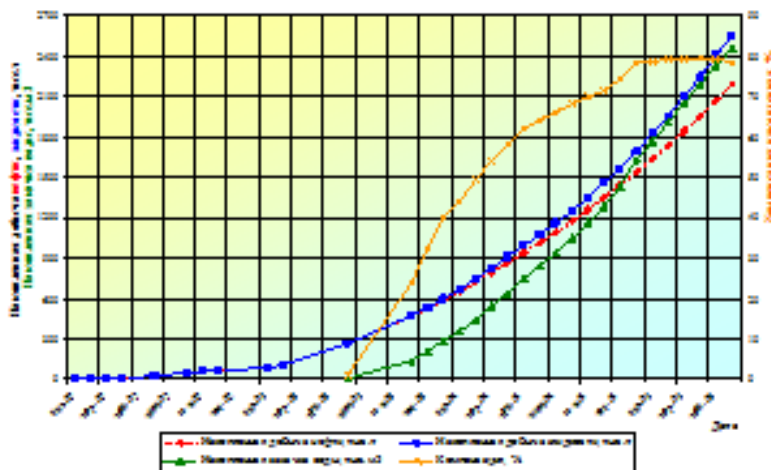


Рисунок 3 - Показатели разработки объекта АС10 южной части Приобского месторождения

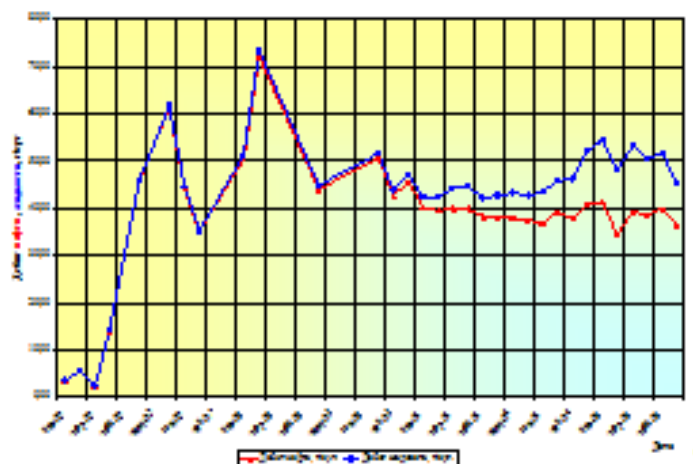


Рисунок 4 - Накопленные показатели разработки объекта AC10

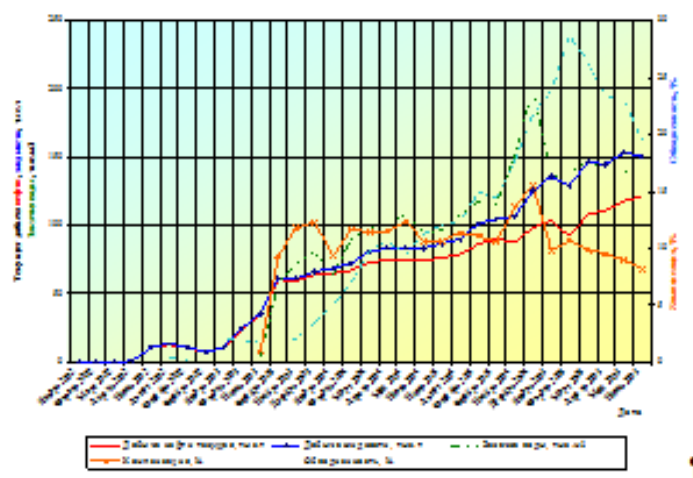


Рисунок 5 - Динамика среднесуточных показателей разработки объекта AC10

Дебиты нефти и жидкости варьируют в довольно широком диапазоне соответственно 2,5 - 72 т/сут и 2,5 - 73,4 т/сут при средних значениях 38 т/сут и 42,5 т/сут.

Темпы отбора нефти (отношение текущей добычи нефти к разнице извлекаемых запасов и накопленной добычи нефти) от начальных извлекаемых и геологических запасов составляют соответственно 0,29 % и 0,067 %.

Значение коэффициента нефтеизвлечения составляет 1,32 %.

На основе промыслового материала построены карты накопленной добычи по скважинам рисунок 6.

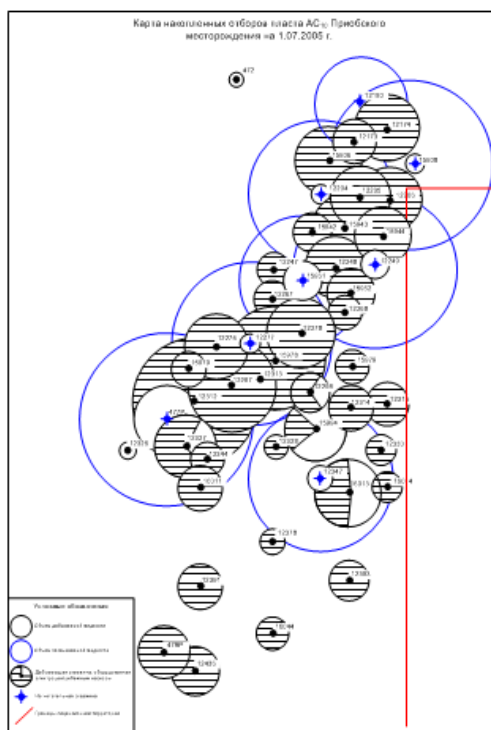


Рисунок 6 - Карта накопленной добычи нефти объекта AC10

На рисунке 7 показано распределение обводненности добывающей продукции по пласту. Не смотря на то, что среднее обводнение пласта достигло 19,4 %, прослеживаются высокообводненные зоны, особенно эта тенденция на уровне 80 - 90 % отмечается по линии скважин 12327 - 12313 - 15978 - 12298 - 16013 и в районе скважин 15962 и 12328. Очевидно, это обводнение сопряжено с фильтрацией закачиваемой воды по каналам НФС, которые образуются за счет раскрытия динамо - напряженных зон пласта из - за высоких градиентов давления между нагнетательными и добывающими скважинами и массового применения ГРП. При этом отмечается вынос мех. примесей и образование устойчивых водо - нефтяных эмульсий.

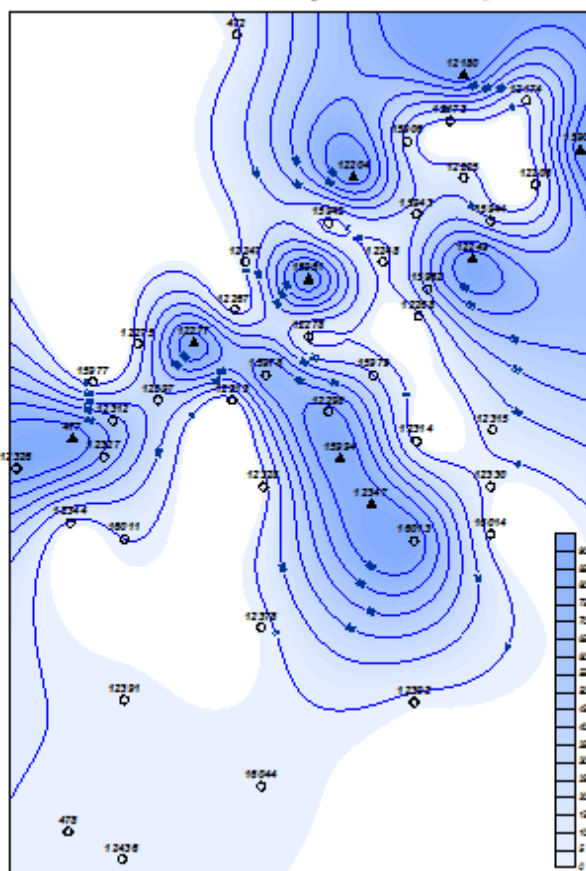


Рисунок 7 - Карта обводнения объекта AC10

Единственным методом снижения влияния каналов НФС на образование эмульсий и стабилизации (снижения) обводнения является тампонирующее обводнение каналов НФС, т.е. создание в каналах НФС фильтрационного сопротивления.

Этот метод одновременно является способом повышения коэффициентов охвата и, соответственно, нефтеизвлечения.

Несмотря на интенсивное трещинообразование в пласте разработка южной части объекта AC10 ведется в более экономичном режиме, чем по проекту. На рисунке 8 показана критериальная зависимость коэффициента нефтеизвлечения от обводненности продукции.

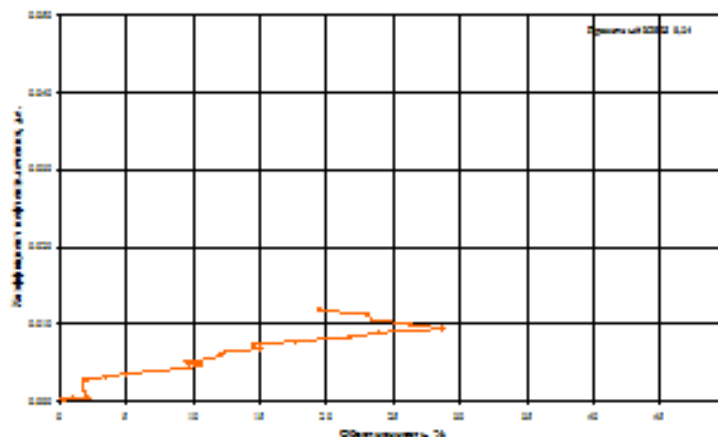


Рисунок 8 - Критериальная зависимость коэффициента нефтеизвлечения от текущей обводненности объекта АС10

## 2.2 Характеристика фонда скважин и показатели и эксплуатации

С начала разработки на объекте АС10 южной части Приобского месторождения было пробурено 164 скважины, из них 109 добывающих и 20 нагнетательных. Динамика эксплуатационного фонда скважин показана на рисунке 9.

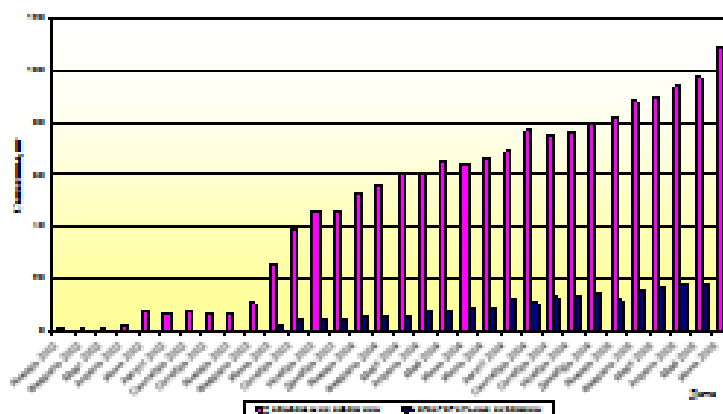


Рисунок 9 - Динамика эксплуатационного фонда скважин объекта АС10

На 1.07.2005 г. фонд добывающих скважин составил 117 единиц, в том числе 109 действующих, из них 2 фонтанных, 107 оборудованы установками электроцентробежных насосов (ЭЦН).

В добывающем фонде на 1.07.2005 г. числятся 117 скважин. Из них 109 действующих, 8 бездействующих, 7 в освоении, 12 ликвидировано, 6 скважин

находится в консервации рисунок 10.

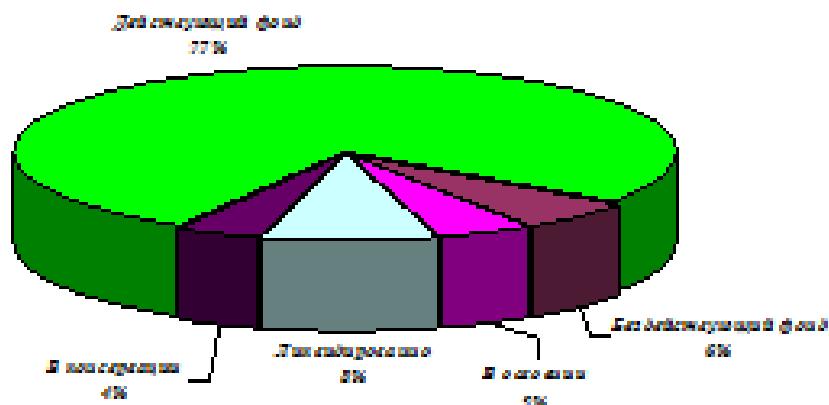


Рисунок 10 - Характеристика добывающего фонда скважин 1.07.2005 г.

В нагнетательном фонде на 1.07.2005 г. числятся 47 скважин. Из них 20 действующих, 3 бездействующих и 4 находятся в освоении рисунок 11.

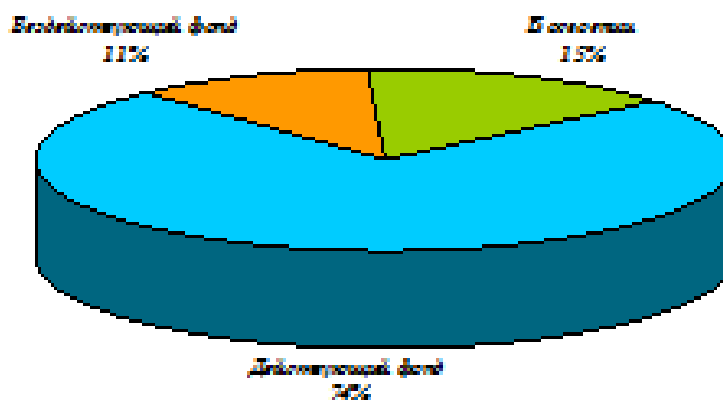


Рисунок 11 - Характеристика нагнетательного фонда скважин на 1.07.2005 г.

Распределение фонда добывающих скважин по текущим дебитам нефти следующее рисунок 12: менее 10т/сут - 15% (16 скв.); от 10 до 30т/сут - 40% (41 скв.); от 30 до 50т/сут - 25% (26 скв.); от 50 до 100 /сут - 11% (12 скв.), более 100 т/сут - 5% (6 скв.). Средний дебит нефти - 41,6 т/сут.

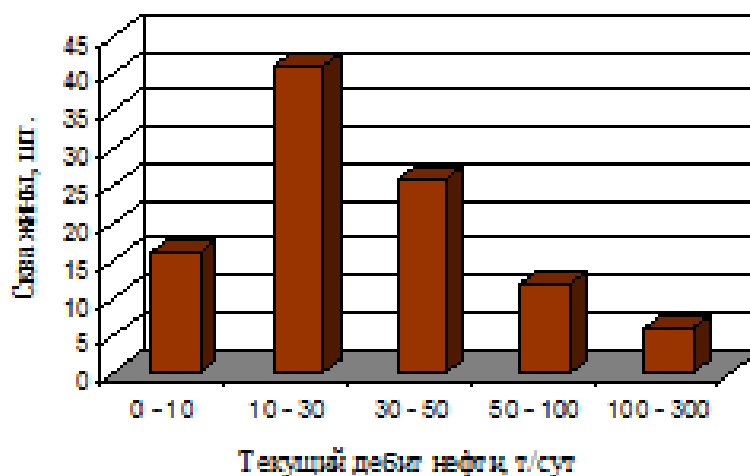


Рисунок 12 - Распределение действующих добывающих скважин по текущим дебитам жидкости по состоянию на 1.07.2005 г.

Распределение действующих добывающих скважин по обводненности рисунок 15: менее 2% - 28% (30 скв.); от 2 до 20% - 50% (59 скв.); от 20 до 50% - 7% (8 скв.); от 50 до 90% - 6% (7 скв.); более 90 % - 2% (3 скв.). Средняя обводненность скважин составляет 19,4 %.

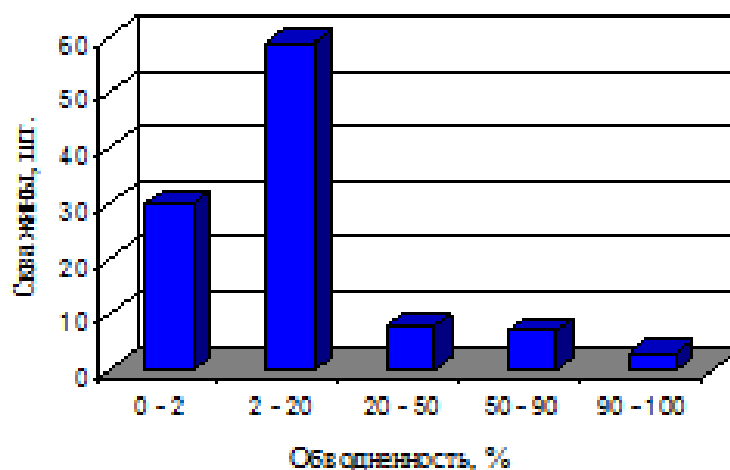


Рисунок 13 - Распределение действующих добывающих скважин по обводненности по состоянию на 1.07.2005 г.

Таким образом, на 01.07.2005 г. на южной части Приобского месторождения пробурено 164 скважины, из них действующий фонд: 109 добывающих и 20 нагнетательных скважин. Средний дебит скважин по нефти составляет 41,6 т/сут, средний дебит скважин по жидкости - 51,7 т/сут. Средняя обводненность продукции составляет 19,4 %.



## 2.3 Оценка извлекаемых и трудноизвлекаемых запасов

Геологические запасы на объекте АС10 южной части Приобского месторождения оцениваются в размере 185450 тыс. т. Проектный КИН составляет 0,24, начальные извлекаемые запасы нефти оцениваются в размере 44440 тыс.т. [1].

В работе произведена оценка начальных извлекаемых запасов по характеристикам вытеснения Казакова А.А. ( $\Sigma Q_n = A + C \cdot (\Sigma Q_{ж})^D$ , где А, С, D определяемые параметры) [2], Леонова В.А. ( $\Sigma Q_n = A + B \cdot (Q_{ж} + C)^D + E \cdot (Q_{ж} + F)^G$ , где: А, В, С, D, Е, F, G - коэффициенты, определяемые по накопленным статистическим данным методом наименьших квадратов) и Вашуркина - Ревенко [2] на основе фактических показателей разработки.

На рисунке 14 приведены характеристики вытеснения (построенные по фактическим данным) и фактическая добыча нефти.

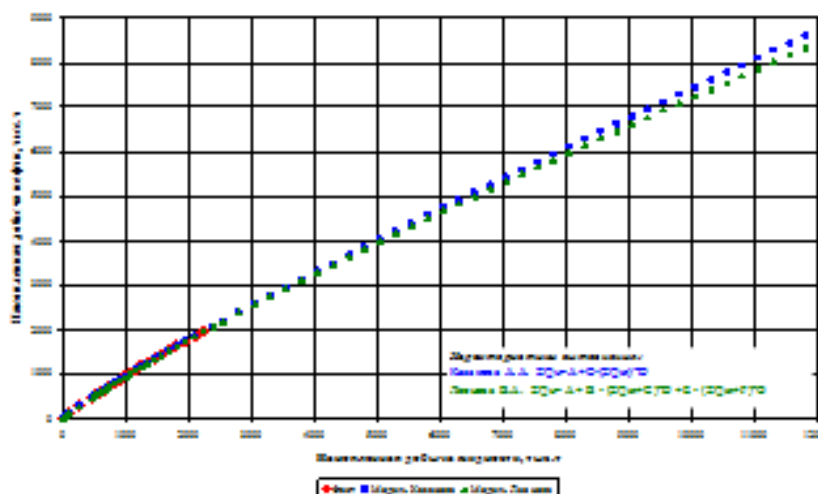


Рисунок 14 - Характеристики вытеснения объекта АС10 южной части Приобского месторождения

По характеристике вытеснения Казакова КИН оценивается в размере 0,152 (НИЗ = 28033 тыс. т, абсолютная погрешность при расчетах составила 5,7 %), по характеристике Леонова КИН = 0,137 (НИЗ = 25697 тыс. т, абсолютная погрешность при расчетах составила 1 %). Таким образом, проектный коэффициент нефтеотдачи в размере 0,24 не будет достигнут при существующей системе разработки и не превысит 0,14. При этом существенная

часть извлекаемых запасов переходит в категорию трудноизвлекаемых (14874 тыс.т).

Проектные и расчетные параметры по КИН приведены в таблице 4, из которых можно сделать вывод, что проектные показатели могут быть не достигнуты и 9 % от проектных начальных извлекаемых запасов перейдут в категорию трудно извлекаемых.

Таблица 4 - Основные параметры по оценке запасов нефти объекта АС10 Приобского месторождения

Параметры	Проект	Значение по моделям		Среднее значение
		Казакова $\Sigma Q_H = A + C \cdot (\Sigma Q_{ж})^D$	Леонова $\Sigma Q_H = A + B \times (Q_{ж} + C)^D + E \times (Q_{ж} + F)^G$	
Геологические запасы, тыс. т	184450			
КИН проектный, %	24,0			
НИЗ проектный, %	44440			
Расчетные значения по факту, тыс. т		28033	25697	26865,4
КИН расчетный, %		15,2	13,7	14,45
Погрешность, %		5,7	1	
Текущие фактические показатели				
Накопленная добыча нефти, тыс. т	2189,3			
Текущий КИН, %	1,32			

Проект

Геологические запасы - 184450 тыс.т

НИЗ - 44440 тыс.т

КИН - 0,24

На рисунке 15 приведено сравнение структуры запасов по проекту и по фактическим показателям разработки объекта АС10 южной части Приобского месторождения.

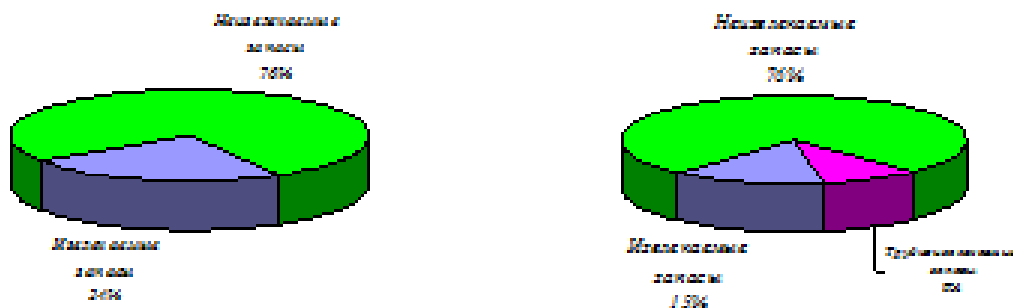


Рисунок 15 - Структура запасов объекта AC10 южной части Приобского месторождения

### **Выводы**

Объект AC10 южной части Приобского месторождения находится в начальной стадии разработки;

По состоянию на 01.07.05 г. из объекта AC10 добыто 2189,3 тыс.т нефти и 2549,3 тыс. т жидкости;

Закачано 2456,3 тыс. т воды;

Компенсация текущая и накопленная составила соответственно 67,9 % и 78,5 %.

Обводненность продукции составила 19,4 %.

Текущее значение коэффициента нефтеизвлечения составляет 1,32 %;

На месторождения пробурено 164 скважины, из них действующий фонд: 109 добывающих и 20 нагнетательных скважин. Средний дебит скважин по нефти составляет 41,6 т/сут, средний дебит скважин по жидкости - 51,7 т/сут.

Пластовое давление с начала разработки залежи снизилось с 26,0 МПа до 20,3 МПа. В зоне нагнетания пластовое давление в среднем составляет 36,0 МПа, в зоне отбора оно составляет 15,7 МПа.

Оценка извлекаемых запасов показала, что 9 % от НИЗ перейдут в категорию трудноизвлекаемых запасов, что свидетельствует о необходимости применения геолого - технических мероприятий.

### **3 АНАЛИЗ КУСТОВОГО И ПОДЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ОБЪЕКТА ПОДГОТОВКИ МНОГОПЛАСТОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ**

#### **3.1 Конструкции скважин и выбор обсадных колонн для ОРЭ**

Основные технические характеристики и глубины спуска обсадных колонн в эксплуатационные скважины, бурение которых производится на Лицензионной территории Приобского месторождения:

- Направление диаметром 340 мм (13 3/8") устанавливается с применением забивного метода (его башмак располагается на глубине 15-30 м) в целях предотвращения размывов рыхлых пород под основанием буровой, а также для обеспечения поступления восходящего потока бурового раствора в систему замкнутой циркуляции при бурении интервала под кондуктор.
- Кондуктор диаметром 245 мм (9 5/8"), глубина установки которого составляет примерно 800 м, предназначен для изоляции и предохранения залегающих на незначительной глубине водоносных горизонтов, являющихся источниками пресной воды, а также для использования в качестве основания для подвески обсадных колонн меньшего диаметра и НКТ. Кондуктор также служит для монтажа компоновки противовыбросового превентора.
- Спуск эксплуатационной колонны диаметром 178 мм (7") осуществляется на полную фактическую глубину скважины.

Определение нагрузок, действующих на обсадные колонны при строительстве и эксплуатации скважин, производится в соответствии с действующей в России "Инструкцией по расчету нагрузок на обсадные колонны для нефтяных и газовых скважин" (РД-39-7/1-0001-89).

Расчет, выбор конструкции и испытания устьевого оборудования скважин и фонтанной арматуры выполнены применительно к арктическим условиям (наиболее низкая наружная температура принимается равной -60°C).

На рисунке 16 приводится схема компоновки скважин (при наличии двух эксплуатационных объектов).

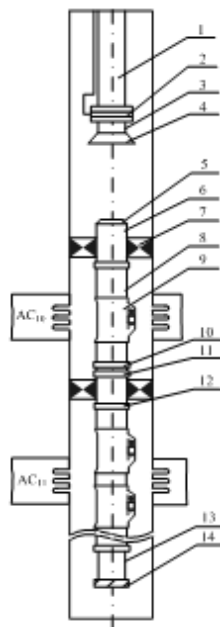


Рисунок 16 - Схема компоновки добывающей скважины

1, 8, 13 - НКТ; 2 - ЭЦН с ПЭД; 3 - патрубок НКТ; 4 - направляющая воронка; 5 - шток от муфты; 6, 12 - переходник; 7 - пакер; 9 - скважинная камера с глухой пробкой или регулятором; 10 - переходник; 11 - уплотненная муфта; 14 -заглушка.

После проведения перфорации предусматривается осуществление воздействия на оба пласта с применением метода гидроразрыва и последующей отработкой в свободном режиме для очистки призабойной зоны. Затем производится глушение скважины с применением чистого раствора, совместимого с пластовым флюидом, после чего осуществляется подъем перфораторов и извлекаемого пакера и спуск погружного центробежного электронасоса (ЭЦН).

Предусматривается, что в качестве водонагнетательных используются переведенные на этот режим добывающие скважины после периода эксплуатации продолжительностью от одного года до двух лет для получения преимуществ высокодебитной добычи, характерной для вновь пробуренных скважин. На рисунке 17 отражена типовая схема подземной компоновки одновременно - раздельной закачки нагнетательной скважины № 15961 куст 7 Приобского месторождения. Для разобщения горизонтов AC11 и AC10 устанавливается пакер. С целью создания большего по сравнению с горизонтом

АС10 давления нагнетания в горизонте АС11 применяется (в случае необходимости) вариант заканчивания скважин в двух горизонтах. Если оценка месторождения подтвердит, что отсутствует необходимость использования более высокого давления нагнетания в пласт АС11, указанные интервалы в нагнетательных скважинах будут совмещены. При использовании нагнетания через межтрубное пространство в течение всего срока службы скважины будут применяться профилактические меры и проводиться испытания, необходимые для контроля состояния и обеспечения целостности обсадных колонн.

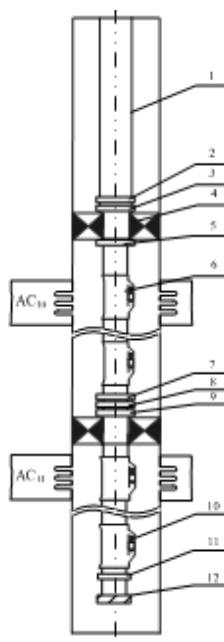


Рисунок 17 - Конструкция нагнетательной скважины

1 - насосно - компрессорные трубы; 2, 5, 7, 11 - переходник; 3, 9 - патрубков; 4 - пакер; 10 - скважинная камера с регулятором и глухой пробкой; 8 - разъединитель колонны; 6- заглушка для НКТ

Растворы для заканчивания скважин должны представлять собой отфильтрованные жидкости, не содержащие твердых частиц. При необходимости используется хлоркалийевый буровой раствор, в котором не происходит образование побочных твердых продуктов в результате химических реакций.

Перфорация горизонтов АС10 и АС11 производится с помощью перфораторов, спускаемых на кабеле. Обеспечение значительного диаметра перфорационных отверстий является наиболее важным для уменьшения

гидравлических сопротивлений при воздействии на пласт, в то время как глубина проникновения не является определяющим фактором.

Гидроразрыв пласта является основным методом воздействия, обеспечивающим приемлемые показатели производительности скважин. При совместной эксплуатации продуктивных объектов АС10 и АС11 практически осуществимым является повышение продуктивности скважин в 1,5-3,5 раза. При заводнении по заданной сетке длина трещин должна ограничиваться четвертой частью расстояния между скважинами, чтобы избежать отрицательного воздействия на эффективность вытеснения нефти. Проведение гидроразрыва пласта является целесообразным как для эксплуатационных, так и для нагнетательных скважин. Для увеличения добычи в 1,5-3,5 раза необходимо образование трещин с высокой проводимостью.

### **3.2 Устьевое оборудование скважин**

Оборудование устья скважин всех типов предназначено для герметизации затрубного пространства, отвода продукции скважины, а также для проведения технологических операций, ремонтных и исследовательских работ. Оно комплектуется в зависимости от способа эксплуатации. На месторождении применяется механизированный способ добычи пластовой жидкости: эксплуатация электроцентробежными насосами.

При эксплуатации скважин электроцентробежными насосами устье скважины оборудуется колонными головками ООУС-2-210х168х245 которые предназначены для обвязки смежных обсадных колонн, выступающих над устьем, с целью их подвески, герметизации межколонного пространства и контроля давления. Оборудование для обвязки устья скважин ООУС -2-210х168х245 изготавливается в категории исполнения УХЛ по ГОСТ 15150-69 и предназначено для работы в условиях климатических районов П2-П5 по ГОСТ 16350-80. Оборудование изготавливается на рабочее давление на 21 и 35 МПа, для двухколонной конструкции скважин. Преимуществом этого

оборудования является повышенная надежность герметизации межтрубного пространства за счет регулирования величины поджатия уплотнительных элементов; компактно и не металлоемко, имеет повышенную монтажеспособность, окончательная сборка не требует подъемно транспортной техники и проведения сварочных работ; удобно при ремонте и обслуживании за счет замены уплотнительных элементов, в случае разгерметизации, без остановки без остановки работы скважины.

Фонтанные арматуры применяются марки АФК1-65х210-СУ-6, которые изготавливаются в категории исполнения УХЛ по ГОСТ 15150-69 и предназначено для работы в условиях климатических районов П2-П5 по ГОСТ 16350-89. Арматура изготавливается с прямоточными задвижками (уплотнением металл по металлу с условным проходом 65 мм и рабочим давлением 21 МПа). Тройник и крестовина изготавливаются приваркой присоединительных отводов к стволу части. Преимуществом данной фонтанной арматуры является компактность и низкая металлоемкость; удобство при монтаже и ремонте из-за отсутствия глухих резьбовых отверстий.

Нагнетательные скважины оборудованы колонными головками ООУС-2-210х168х245 на рабочее давление 35 МПа и нагнетательной арматурой АНК1-65х21-СУ6(10). Нагнетательные арматуры предназначены для герметизации устья нагнетательных скважин, подвески колонн подъемных труб со скважинным оборудованием, а также для проведения необходимых технологических операций, контроля и регулирования режима эксплуатации скважин. Арматура изготавливается в категории исполнения УХЛ по ГОСТ 15150-69 и предназначена для работы в условиях климатических районов П2-П5 по ГОСТ 16350-80.

Задвижки прямоточные (уплотнение металл по металлу с условным проходом 65 мм). Тройник и крестовина изготавливаются приваркой присоединительных отводов к стволу части. Преимуществом арматуры является компактность и низкая металлоемкость, удобство при монтаже и ремонте из-за отсутствия глухих резьбовых отверстий под шпильки.



### 3.3 Глубинно - насосное оборудование скважин Приобского месторождения

Всего на месторождении пробурено 190 добывающих и 54 нагнетательных скважин. Электроцентробежными насосами (рисунок 18) оборудованы 138 добывающих скважин. Электроцентробежные насосы используют простого (ЭЦН) и модульного исполнения (ЭЦНМ).

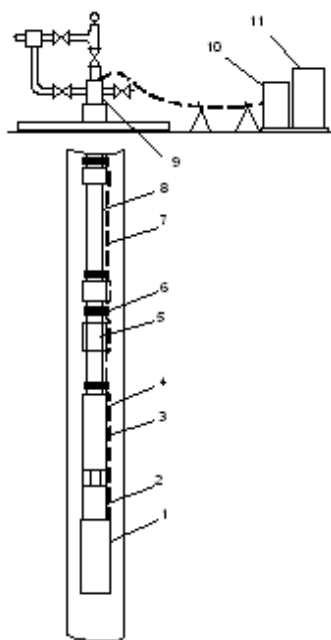


Рисунок 18 - Установка электроцентробежного насоса

1- электродвигатель; 2 - узел гидрозащиты; 3 - насос; 4, 7 - плоский или круглый кабель соответственно; 5 - спускной клапан; 6 - хомут для крепления кабеля; 8 - насосно - компрессорные трубы; 9 - оборудование устья скважины; 10 - автотрансформатор; 11 - станция управления.

Состав установки электроцентробежного насоса и наземное оборудование:

Насос - погружной центробежный.

Двигатель - погружной трехфазный асинхронный маслonaполненный с короткозамкнутым ротором.

Гидрозащита - состоит из двух сборочных единиц: протектора, который устанавливается между двигателем и насосом, и компенсатора расположенного

в нижней части двигателя. Предназначена для защиты электродвигателей от проникновения пластовой жидкости в их внутреннюю полость, компенсации утечки масла и тепловых изменений его объема при работе электродвигателя

Кабельная линия обеспечивает подвод электроэнергии к двигателю.

Кабель крепится к погружному агрегату и к колонне насосно-компрессорных труб металлическими поясами.

Оборудование устья скважины обеспечивает подвеску колонны насосно-компрессорных труб с насосным агрегатом и кабелем на фланце обсадной колонны, герметизацию труб и кабеля, а также отвод жидкости в выкидной трубопровод.

Комплексная трансформаторная подстанция (трансформатор и комплектное устройство) преобразует напряжение промышленной сети до значения оптимального напряжения на зажимах электродвигателя с учетом потерь напряжения в кабеле, а также обеспечивает управление работой насосного агрегата установки и его защиту при аномальных режимах.

### **3.4 Характеристика системы заводнения**

Система заводнения Приобского месторождения, правобережной части состоит из одной КНС, пяти водозаборных скважин, системы высоконапорных водоводов, нагнетательных скважин.

Добыча подземной воды осуществляется из апт-сеноманоского комплекса. Водозаборные скважины оснащены погружными насосами:

Кустовая насосная станция (КНС), оснащена двумя насосными агрегатами ЦНС 180х1900, данная компоновка соответствует проектным требованиям.

По состоянию на 01.01.2005 г., согласно промышленным данным, на месторождении эксплуатируется порядка 37 км высоконапорных водоводов. Показатели обустройства системы ППД высоконапорными водоводами представлены в таблице 5.

Таблица 5 - Показатели обустройства системы ППД высоконапорными

ВОДОВОДАМИ

Типоразмер водовода, мм	Число труб, шт.	Общая длина водоводов, м
114 x 10	18	15817
114 x 12	2	1742
168 x 16	6	8414
219 x 18	5	5346
273 x 22	4	6189
Итого	35	37508

Принципиальная схема высоконапорных водоводов представлена на рисунке 19

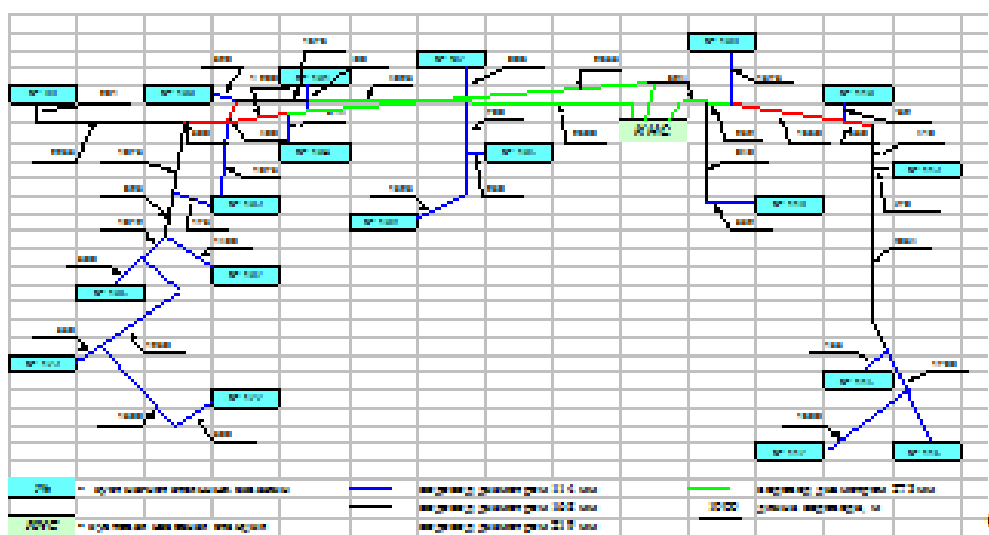


Рисунок 19 - Принципиальная схема высоконапорных водоводов системы ППД

### 3.5 Объекты подготовки

Нефть, газ и вода направляются на СЛТ для подготовки и транспортировки на рынок. Это упрощает объекты обустройства, которые расположены на удаленной ЮЛТ, путем максимального использования объектов СЛТ.

На рисунке 20 дана схематическая диаграмма всего процесса, от устья до точки доставки. Весь поток из скважины (нефть, газ и вода) направляется со скважинной площадки через сборный трубопровод на ДНС. На ДНС газ

отделяться от жидкости. Газ и жидкости (сырая нефть и вода) закачиваться в существующие на СЛТ объекты подготовки для дальнейшей транспортировки через отдельные линии.

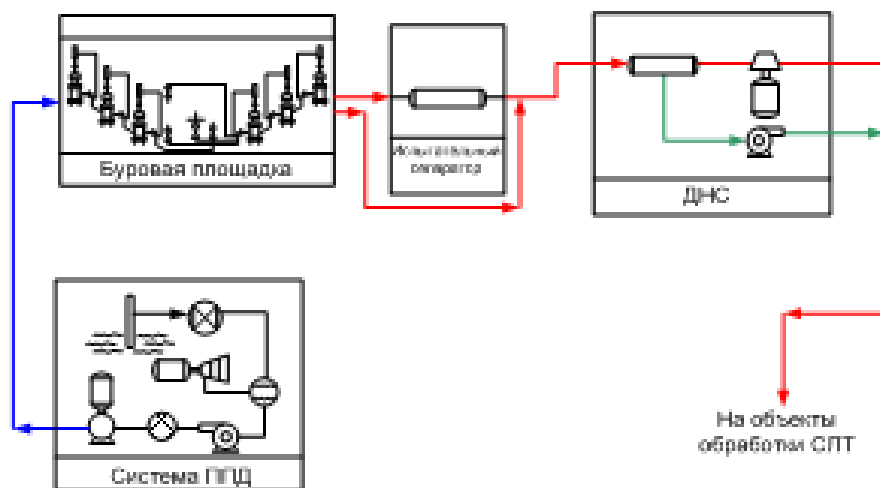


Рисунок 20 - Схема сбора и предварительной подготовки продукции

Оборудование для закачки воды находится на первой ДНС и распределяет воду на каждую площадку через специально предназначенные для этого водопроводы высокого давления. До обработки промысловая вода смешивается с подпиточной водой. Источниками воды для закачивания на ЮЛТ служат очищенная промысловая вода и вода из скважин на сеноманские отложения, поскольку проведенные на керне анализы на чувствительность показали, что использование пресной воды приводит к уменьшению проницаемости. Поток подпиточной воды обрабатывается для удаления кислорода и двуокси углерода. Для снижения коррозии и лучшей деаэрации добавляются химические вещества. Вода фильтруется до такой степени, чтобы она удовлетворяла условиям защиты породы от повреждения твердыми частицами. Давление подготовленной воды поднимается до давления закачки, и вода подается в систему распределения закачки.

Все трубопроводы заглублены на 2 - 2,5 м. Все они имеют пластиковое или эквивалентное покрытие. Трубопроводная система имеет электрическую изоляцию и катодную защиту. Трубопроводы на участках, подверженных затоплению, имеет внешнее цементное покрытие для борьбы с плавучестью.

На трубопроводе установлена серия клиновых задвижек, особенно в

местах пересечения рек и в точках соединения, так что при необходимости небольшие сегменты можно отсечь.

### ***Выводы***

На месторождении используются параметры и принципы, которые являются основополагающими при бурении, конструкции и технологии заканчивания скважин:

Средняя глубина скважин составляет 3135 м.

Добыча ведется с применением технологии эксплуатации нескольких пластов одной скважиной.

Предусматривается использование погружных центробежных электронасосов (ЭЦН), устанавливаемых в интервалах эксплуатации скважин.

Предусматривается использование обсадных колонн большего диаметра с целью обеспечения возможности применения более эффективного оборудования для механизированной добычи.

Гидроразрыв пласта является основным методом воздействия, обеспечивающим приемлемые показатели производительности скважин, который позволяет повысить продуктивности скважин в 1,5-3,5 раза.

Обеспечение длительного периода эксплуатации скважин при низких эксплуатационных затратах и незначительных издержках на проведение подземного ремонта скважин.

В качестве водонагнетательных используются переведенные на этот режим добывающие скважины после периода эксплуатации продолжительностью от одного года до двух лет для получения преимуществ высокодебитной добычи, характерной для вновь пробуренных скважин.

## **4 ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ, ИССЛЕДОВАНИЯ МНОГОПЛАСТОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ**

### **4.1 Разработка технологии исследования многопластовых месторождений нефти**

Сущность технологии заключается в закачивание в нагнетательную скважину, при заданном устьевом давлении вместе с вытесняющим агентом трассирующий агент требуемой концентрации и регистрации его концентрации в добывающих скважинах [4, 5]. При этом:

- в каждый из исследуемых пластов закачивают при заданном забойном давлении индивидуальный трассирующий агент, причем регистрируют его концентрацию в добывающих скважинах на устье (или на выходе из соответствующего пласта). После чего определяют основные параметры каждого пласта, гидродинамическую связь их друг с другом и устанавливают оптимальные давления нагнетания вытесняющего агента;

- проводят трассерные исследования на различных заданных забойных давлениях, на основе которых определяют значения критических давлений, при которых происходит скачок увеличения трещин и устанавливают оптимальные давления нагнетания, меньше критических, обеспечивающих максимальный коэффициент охвата и/или коэффициент заводнения;

- регистрируют концентрацию индивидуального трассирующего агента, закачиваемого через нагнетательную скважину в определенный пласт, на устье взаимодействующих с ней добывающих скважин, вскрывших один и тот же соответствующий пласт, путем многократного отбора проб жидкости до и после закачки трассирующего агента, при этом определяют основные параметры пласта - наличие, ориентацию и объемы трещин, скорость фильтрации по ним, их проницаемость, объем непроизводительно нагнетаемой воды;

- закачивают через одну нагнетательную скважину, которая вскрывает

одновременно несколько пластов, один или несколько трассирующих агентов при заданном устьевом давлении и/или при заданных забойных давлениях на каждом пласте;

- оснащают нагнетательную скважину компоновкой для поочередной или одновременно-раздельной закачки при этом каждый пласт оснащен своей секцией, изолирующей его от других пластов пакером и при заданном для каждого пласта забойном давлении одновременно закачивают один трассирующий агент или закачивают поочередно индивидуальные

- трассирующие агенты для каждого пласта, при этом управляют процессом закачки с помощью специальных регуляторов и/или контролируют процесс с помощью специальных автономных приборов, установленных в скважинных камерах на соответствующих секциях;

- регистрируют многократно - периодически в ручном или непрерывно в автоматизированном режиме - появление и концентрацию закачанного в каждый из пластов трассирующего агента в добывающих скважинах на устье или на выходе из каждого соответствующего пласта непосредственно в соответствующей изолированной секции компоновки или путем раздельного отбора продукции из каждого изолированного пласта;

- используют систему скважин, оборудованных компоновками для одновременно-раздельной закачки вытесняющего агента в несколько пластов и/или для одновременно-раздельной добычи пластовых флюидов из нескольких пластов, при этом на заданных режимах закачивают индивидуальный трассирующий агент в отдельный пласт, вскрытый нагнетательной скважиной, а регистрируют этот трассирующий агент на выходе из этого же пласта в добывающей скважине;

- определяют гидродинамическую связь пластов или перетоки между пластами, закачивая трассирующий агент в один из пластов нагнетательной скважины и регистрируя его появление в другом пласте добывающей скважины;

- устанавливают перед исследованиями и/или после исследований с

помощью трассирующих агентов взаимодействие скважин через разрывные нарушения путем адаптации геолого-гидродинамической модели, обеспечивая согласование расчетных и фактических показателей - давления и добычи пластовых флюидов, скорости фильтрации трассирующих агентов, при этом определяют гидравлическую связь по динамике заводнения коллекторов, выявляя систему трещин, по которым движется основной поток закачиваемой воды, определяют застойные зоны, зоны извлекаемых, трудноизвлекаемых и неизвлекаемых запасов углеводородов, причем в зонах, не охваченных заводнением, на основе дополнительных гидродинамических исследований определяют распространение пластовых вод любой природы или мигрирующего газа, или их перетоки между пластами;

- регистрируют трассирующие агенты в добывающих скважинах, продукция которых имеет обводненность и/или темп обводнения выше заданных значений, при этом заданное значение обводненности и/или заданное значение темпа изменения обводненности определяют по среднему значению добывающих скважин, взаимодействующих с нагнетательной скважиной.

Для каждого пласта определяют преимущественную ориентацию фильтрации пластовых флюидов или поле пластовых давлений, или соответствующие розы диаграммы для трассерных агентов на одном или нескольких режимах, после чего выбирают и устанавливают оптимальные забойные давления для каждой из его нагнетательной и добывающей скважины.

По данным, полученным в результате исследований, для каждой нагнетательной скважины выбирают и устанавливают оптимальные забойные давления для каждого пласта и/или разукрупняют эксплуатируемые ею объекты, разделяя разнопроницаемые пласты друг от друга и выравнивая профиль приемистости.

По данным, полученным в результате исследований, для каждой добывающей скважины выбирают оптимальные забойные давления для каждого пласта и/или разукрупняют эксплуатируемые ею объекты, разделяя



пласты с разным коэффициентом охвата друг от друга и выравнивая профиль притока, и/или переводят в категорию нагнетательных отдельные добывающие скважины.

На рисунке 21 изображено одновременное нагнетание нескольких трассирующих агентов через несколько нагнетательных скважин, каждая из которых вскрывает по одному пласту и регистрация их в добывающих скважинах, вскрывающих более одного пласта.

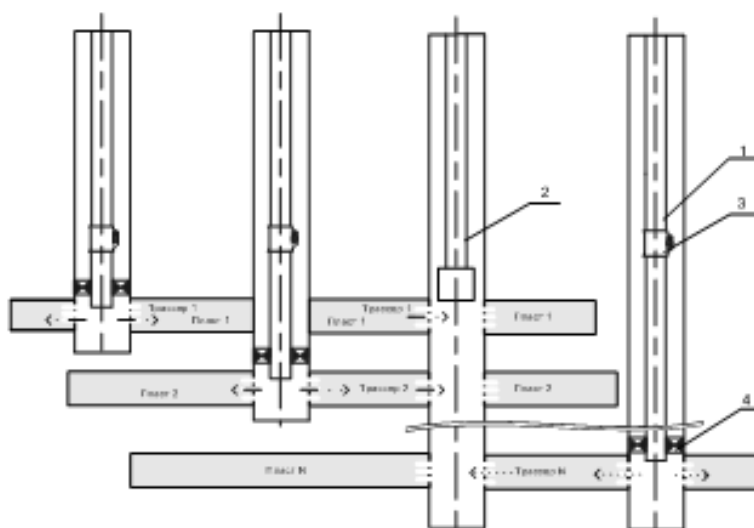


Рисунок 21 - Одновременное нагнетание нескольких трассирующих агентов

1- колонна труб нагнетательной скважины; 2 - лифт добывающей скважины; 3 - скважинная камера, 4 - пакер.

На рисунке 21 изображена закачка нескольких видов трассеров через нагнетательную скважину, вскрывающую несколько пластов, при этом используется компоновка для одновременно раздельной закачки и каждый из пластов оснащен своей секцией изолирующих пакеров. С другой стороны производится регистрация трассирующих агентов на добывающих скважинах оборудованных компоновками для одновременно-раздельной или поочередной добычи.

На рисунке 22 изображена гидродинамическая связь и перетоки из одного пласта в другой в скважинах, оборудованных компоновками для

одновременно-раздельной или поочередной закачки и одновременно-раздельной или поочередной добычи.

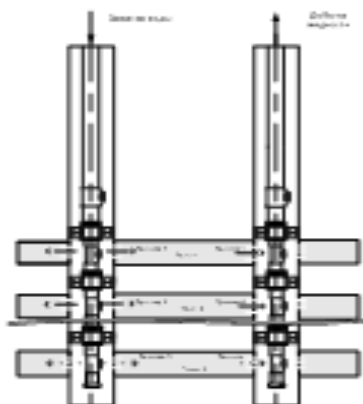


Рисунок 22 - Закачка нескольких видов трассеров через нагнетательную скважину

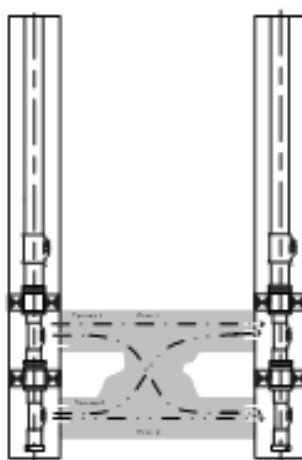


Рисунок 23 - Гидродинамическая связь и перетоки из одного пласта в другой в скважинах

На основе трассерных исследований и промысловых данных по каждой добывающей скважине строится характеристика вытеснения, по которой определяют застойные зоны, зоны извлекаемых, трудноизвлекаемых и не извлекаемых запасов углеводородов, а так же строятся модели линий тока, которые являются источниками информации о направленности и интенсивности фильтрационных потоков в пласте. Модели линий тока позволяют визуализировать структуру потоков флюидов и дают немедленный

«снимок» всей структуры потока и взаимодействия скважин. Совмещение линий тока и распределений насыщенностей в процессе развивающегося заводнения позволяет по линиям тока проследить перемещение фронта вытеснения от нагнетательных к нефтяным скважинам [6].

Совмещение этих карт с построенной картой изохрон обводнения четко определяют застойные зоны, не охваченные разработкой и распространения закачиваемых вод [7].

## **4.2 Интерпретация трассерных исследований на объектах АС10 и АС12 южной части Приобского месторождения**

### **4.2.1 Интерпретация результатов закачки трассера тринатрийфосфата от скважины 477Р**

Опытно - промышленные работы начаты 19.08.2005 года закачкой трассера в скважину 477. Через нагнетательную скважину в пласт АС12 ввели 20 м<sup>3</sup> раствора тринатрийфосфата с концентрацией 15 г/л при давлении нагнетания на устье скважины 17,0 МПа и приёмистости 393 м<sup>3</sup>/сут. Схема закачки индикатора в пласт показана на рисунке 24.

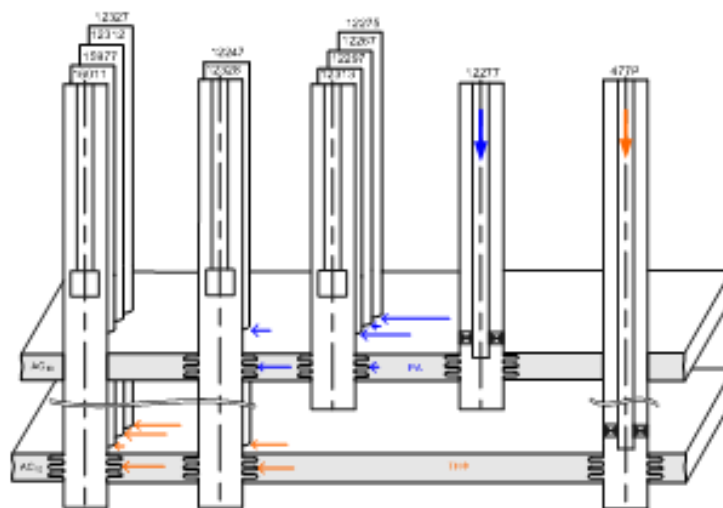


Рисунок 24 - Схема закачки индикаторов РА и ТНФ в пласты

Роза - диаграмма приведённых скоростей перемещения индикатора ТНФ от скважины 477Р представлена на рисунке 25.



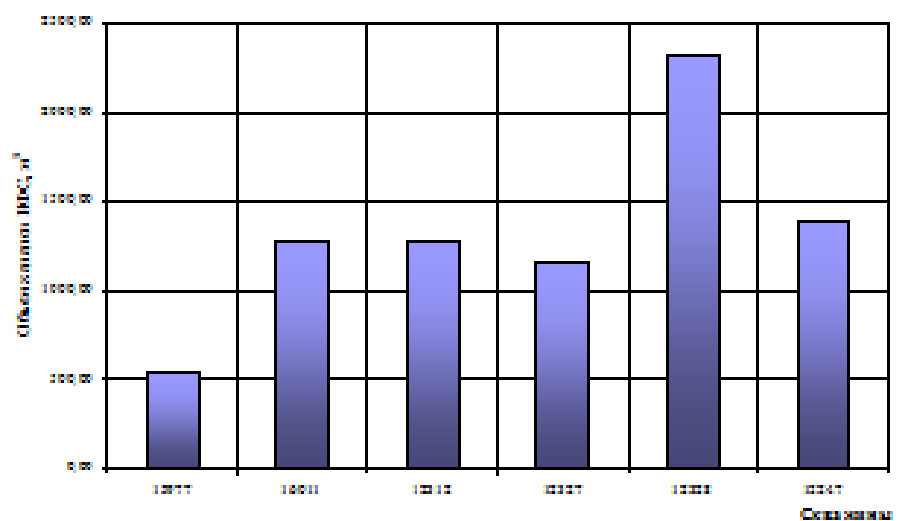


Рисунок 26 - Распределение объемов каналов НФС пласта АС12 от скважины 477Р

Проницаемость по воде каналов НФС по направлениям к добывающим скважинам колеблется в интервале 9,9 - 136 мкм<sup>2</sup>. Распределение фазовой проницаемости по воде приведено на рисунке 27.

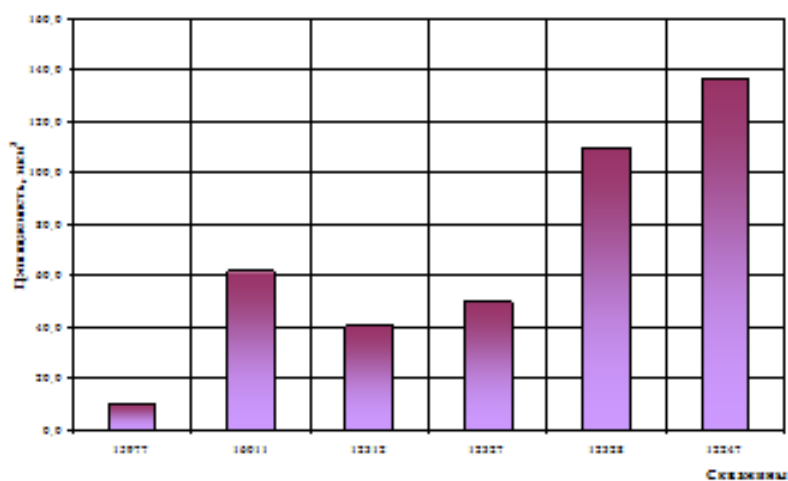


Рисунок 27 - Распределение фазовой проницаемости пласта АС12 от скважины 477Р

Масса выхода индикатора в добывающих скважинах составила 6,6 кг (рисунок 28).

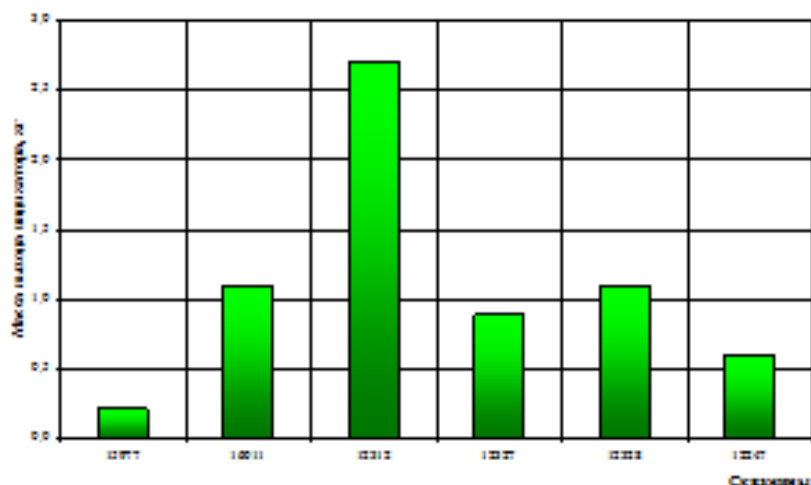


Рисунок 28 - Распределение массы выхода индикатора ТНФ от скважины 477Р

Анализ индикаторных исследований показывает, что поступление трассера к добывающим скважинам происходит неравномерно (пики подъема концентрации трассера ТНФ от одного до семи).

Этот факт свидетельствует, что трассирующий агент продвигается не по одному, а по нескольким каналам НФС, которые отличаются протяженностью, объемом и проницаемостью. Индикаторные исследования, проведенные в районе скважины 477Р показывают преимущественное распределение направлений продвижения трассирующего агента в двух направлениях: в северо - восточном направлении и юго - восточном.

#### 4.2.2 Интерпретация результатов закачки трассера роданистого аммония от скважины 12277

Опытно - промышленные работы начаты 19.08.2005 года закачкой трассера в скважину 12277. Через нагнетательную скважину в пласт АС10 ввели 20 м<sup>3</sup> раствора роданистого аммония с концентрацией 15 г/л при давлении нагнетания на устье скважины 75,1 МПа и приёмистости 180 м<sup>3</sup>/сут.

Анализ проб жидкости на присутствие трассера РА проводился по 6 скважинам. Анализ интерпретации закачки трассера РА на участке со скважиной 12277 показывает, что из исследуемых 6 скважин в 6 из них обнаружены поступления трассера в течение 49,1 - 669 часов с момента его закачки. Расстояния от скважины 12277 до этих скважин колеблются от 347 до

1473 метров. При этом скорости прохождения индикатора по пласту к этим скважинам варьируют в довольно широком диапазоне: 0,6 - 10,6 метров в час. Приведённые скорости находятся в интервале 0,07 - 0,8 м/час/МПа. Вышеуказанные факторы свидетельствуют о наличии в пласте разветвлённой сети аномально высокопроницаемых каналов фильтрации (или низкого фильтрационного сопротивления - НФС), которые существенно влияют на снижение коэффициентов охвата заводнением и нефтеизвлечения. Объём каналов НФС в пласте от скважины 12277 составляет 2478 м<sup>3</sup>. Распределение объёмов каналов НФС по направлениям к добывающим скважинам находится в диапазоне 99 - 476 м<sup>3</sup> и показано на рисунке 29.

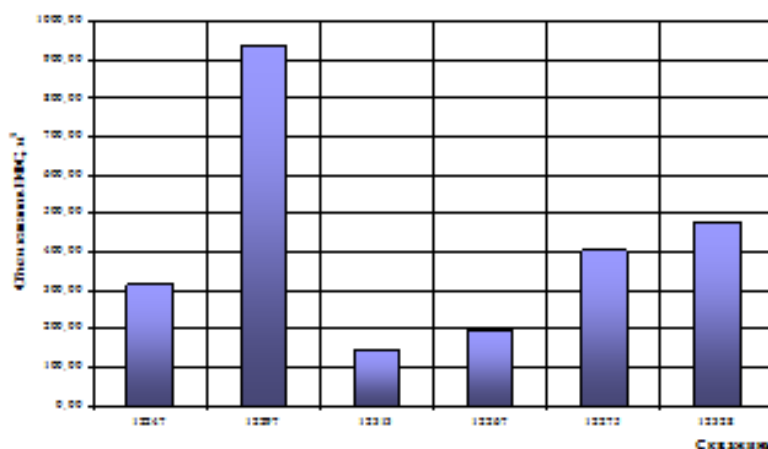


Рисунок 29 - Распределение объемов каналов НФС пласта АС10 от скважины 12277

Проницаемость по воде каналов НФС по направлениям к добывающим скважинам колеблется в интервале 13 - 230 мкм<sup>2</sup>. Распределение фазовой проницаемости по воде приведено на рисунке 30.

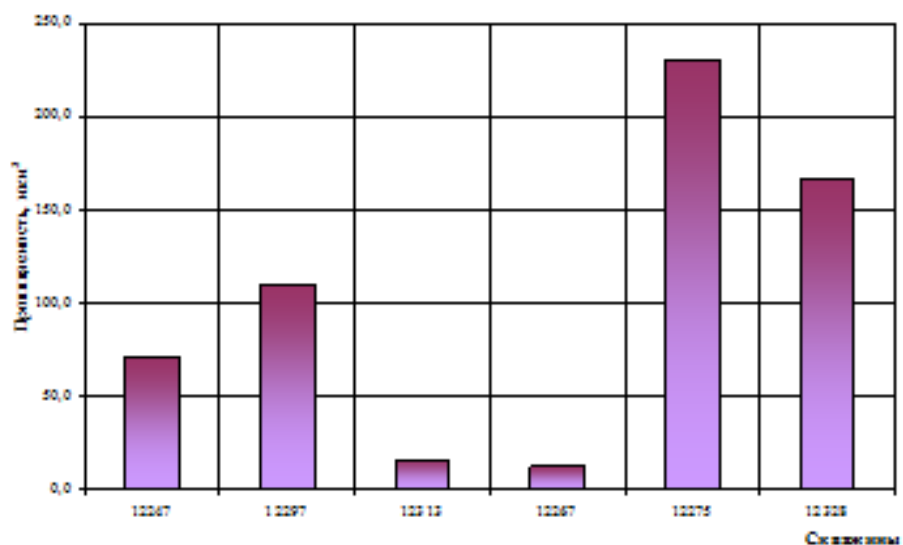


Рисунок 30 - Распределение фазовой проницаемости пласта АС10 от скважины 12277

Масса выхода индикатора в добывающих скважинах составила 1,9 кг рисунок 31.

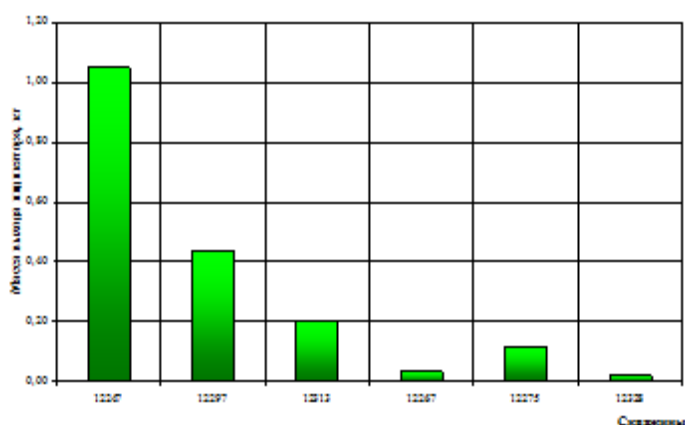


Рисунок 31 - Распределение массы выхода индикатора РА по пласту АС10 от скважины 12277

Анализ индикаторных исследований показывает, что поступление трассера к добывающим скважинам происходит неравномерно (пики подъема концентрации трассера РА от одного до семи).

Этот факт свидетельствует, что трассирующий агент продвигается не по одному, а по нескольким каналам НФС, которые отличаются протяженностью, объемом и проницаемостью. Индикаторные исследования, проведенные в районе скважины 12277 показывают преимущественное распределение направлений продвижения трассирующего агента в трех направлениях: северо -



ВОСТОЧНОМ, ЮГО - ВОСТОЧНОМ И ЮГО - ЗАПАДНОМ.

#### 4.2.3 Интерпретация результатов закачки трассера флуоресцеина натрия от скважины 15994

Опытно - промышленные работы начаты 20.08.2005 года закачкой трассера в скважину 15994. Через нагнетательную скважину в пласт АС10 ввели 20 м<sup>3</sup> раствора флуоресцеина натрия с концентрацией 1,5 г/л при давлении нагнетания на устье скважины 15 МПа и приёмистости 140 м<sup>3</sup>/сут. Схема закачки индикаторов в скважину 15994 показана на рисунке 32.

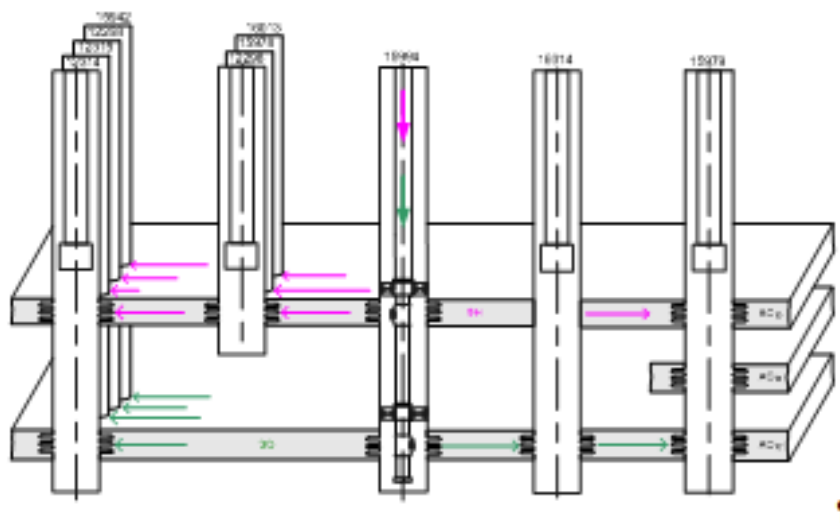


Рисунок 32 - Схема закачки индикаторов ФН и ЭО в скважину 15994

Роза - диаграмма приведённых скоростей перемещения индикатора ЭО от скважины 15994 представлена на рисунке 25.

Анализ проб жидкости на присутствие трассера ФН проводился по 10 скважинам. Анализ интерпретации закачки трассера ФН на участке со скважиной 15994 показывает, что из исследуемых 10 скважин в 8 из них обнаружены поступления трассера в течение 20 - 608,2 часа с момента его закачки. Расстояния от скважины 15994 до этих скважин колеблются от 477 до 1083 метров. При этом скорости прохождения индикатора по пласту к этим скважинам варьируют в довольно широком диапазоне: 0,9 - 36,8 м/час.

Скорости прохождения части закачиваемой воды, меченной индикатором ФН, значительно превышают характерные скорости фильтрации

воды в поровом коллекторе. Приведённые скорости также на три - пять порядков превалируют над характерными значениями и находятся в интервале 0,22 - 3,46 м/час/МПа.

Вышеуказанные факторы свидетельствуют о наличии в пласте разветвлённой сети аномально высокопроницаемых каналов фильтрации (или низкого фильтрационного сопротивления - НФС), которые существенно влияют на снижение коэффициентов охвата заводнением и нефтеизвлечения. Объём каналов НФС в пласте АС10 от скважины 15994 составляет 1407 м<sup>3</sup>. Распределение объёмов каналов НФС по направлениям к добывающим скважинам находится в диапазоне 21 - 146 м<sup>3</sup> и показано на рисунке 33.

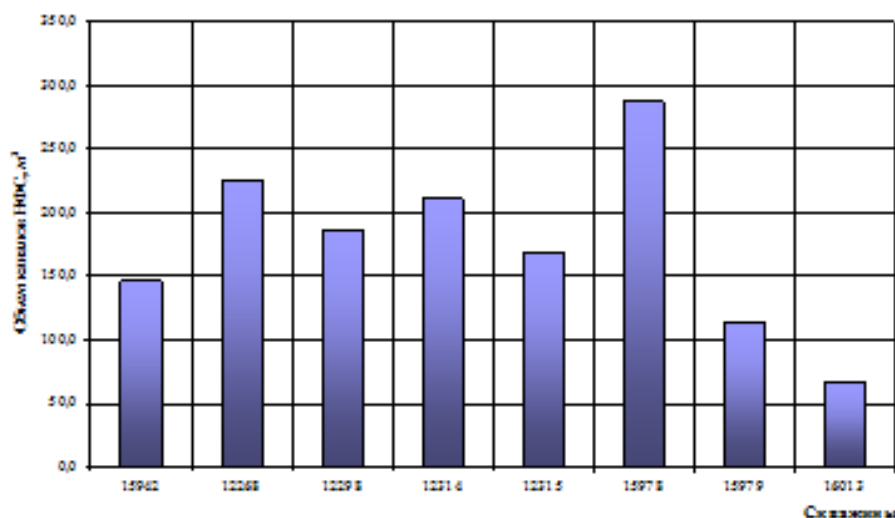


Рисунок 33 - Распределение объемов каналов НФС пласта АС10 от скважины 15994

Проницаемость по воде каналов НФС по направлениям к добывающим скважинам на 3 - 5 порядков выше среднепластового значения и колеблется в интервале 131,7 - 1094 мкм<sup>2</sup>. Распределение фазовой проницаемости по воде приведено на рисунке 34.

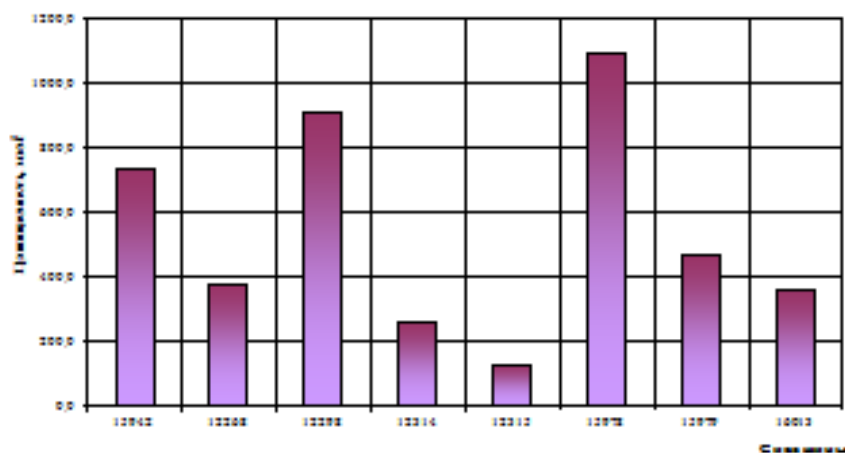


Рисунок 34 - Распределение фазовой проницаемости пласта AC10 от скважины 15994

Распределение массы выхода индикатора флуоресцеина натрия показано на рисунке 35.

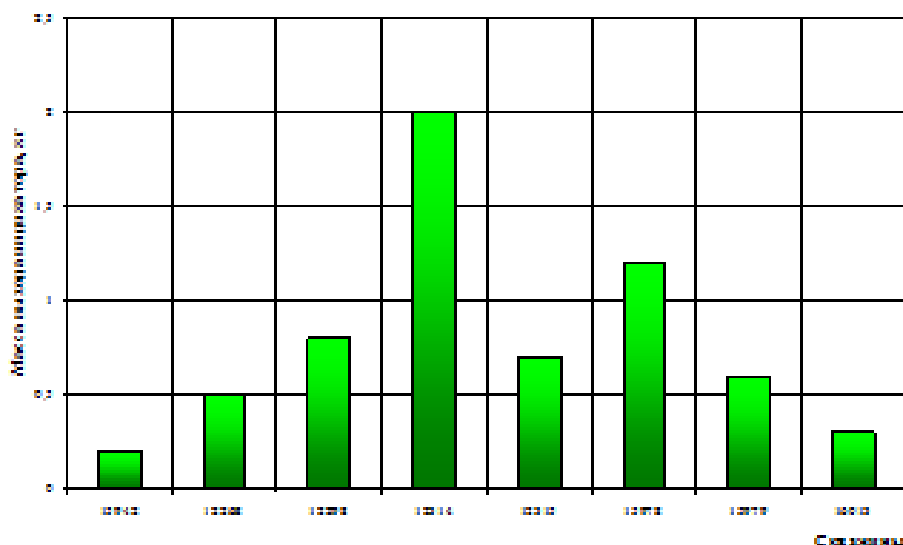


Рисунок 35 - Распределение массы выхода индикатора ФН от скважины 15994

Анализ индикаторных исследований показывает, что поступление трассера к добывающим скважинам происходит неравномерно (пики подъема концентрации трассера ФН от одного до восьми).

Индикаторные исследования, проведенные в районе скважины 15994, по пласту AC10 показывают преимущественное распределение направлений продвижения трассирующего агента в трех направлениях: северно - западном, северо - восточном и юго - восточном.

#### **4.2.4 Интерпретация результатов закачки трассера эозина от скважины 15994**

Опытно - промышленные работы начаты 20.08.2005 года закачкой трассера в скважину 15994. Через нагнетательную скважину в пласт АС12 ввели 20 м3 раствора эозина с концентрацией 15 г/л при давлении нагнетания на устье скважины 17,5 МПа и приёмистости 81 м3/сут. Схема закачки индикаторов в скважину 15994 показана на рисунке 32.

Роза - диаграмма приведённых скоростей перемещения индикатора ЭО от скважины 15994 представлена на рисунке 25.

Анализ проб жидкости на присутствие трассера ЭО проводился по 7 скважинам. Анализ интерпретации закачки трассера ЭО на участке со скважиной 15994 показывает, что из исследуемых 7 скважин в 6 из них обнаружены поступления трассера в течение 39,3 - 608,2 часа с момента его закачки. Расстояния от скважины 15994 до этих скважин колеблются от 542 до 1603 метров. При этом скорости прохождения индикатора по пласту к этим скважинам варьируют в довольно широком диапазоне: 1,1 - 16,7 м/час.

Скорости прохождения части закачиваемой воды, меченной индикатором ФН, значительно превышают характерные скорости фильтрации воды в поровом коллекторе. Приведённые скорости находятся в интервале 0,6 - 2 м/час/МПа.

Вышеуказанные факторы свидетельствуют о наличии в пласте разветвлённой сети аномально высокопроницаемых каналов фильтрации (или низкого фильтрационного сопротивления - НФС), которые существенно влияют на снижение коэффициентов охвата заводнением и нефтеизвлечения. Объём каналов НФС в пласте АС12 от скважины 15994 составляет 1506 м3. Распределение объёмов каналов НФС по направлениям к добывающим скважинам находится в диапазоне 29 - 153 м3 и показано на рисунке 36.

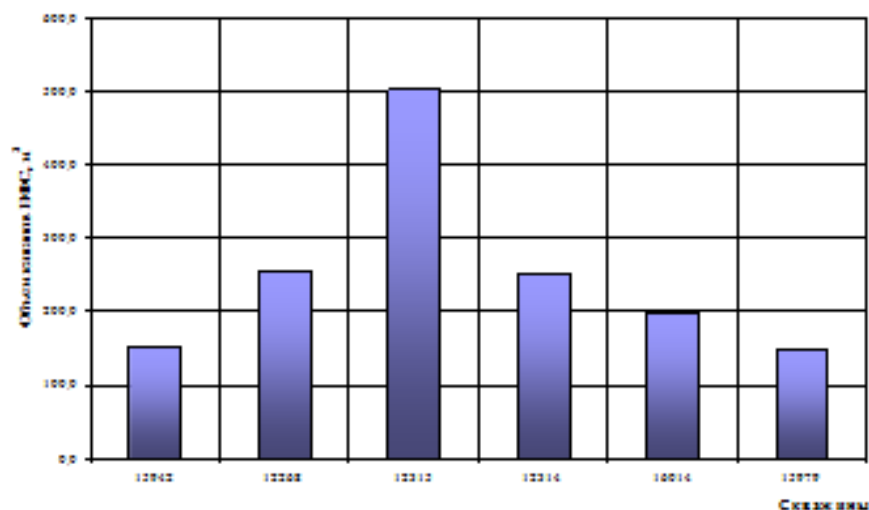


Рисунок 36 - Распределение объемов каналов НФС пласта АС12 от скважины 15994

Проницаемость по воде каналов НФС по направлениям к добывающим скважинам на 3 - 5 порядков выше среднепластового значения и колеблется в интервале 360 - 1259 мкм². Распределение фазовой проницаемости по воде приведено на рисунке 37.

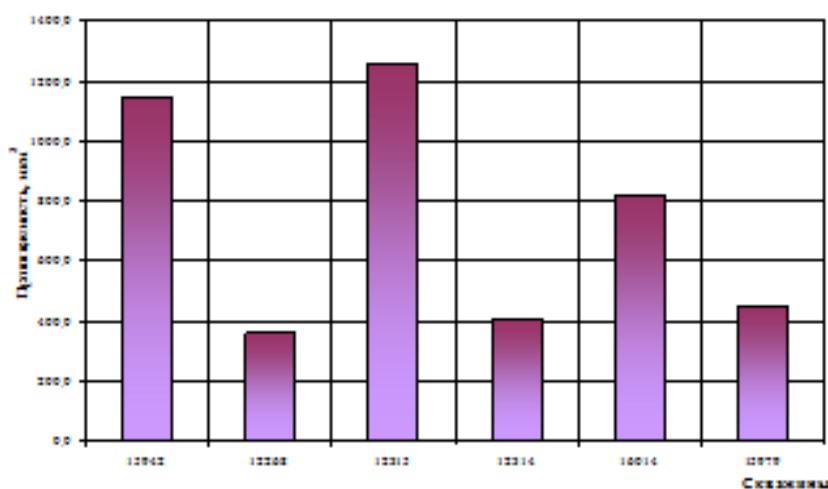


Рисунок 37 - Распределение фазовой проницаемости пласта АС12 от скважины 15994

Анализ индикаторных исследований показывает, что поступление трассера к добывающим скважинам происходит неравномерно (пики подъема концентрации трассера ЭО от одного до восьми).

Индикаторные исследования, проведенные в районе скважины по пласту АС12 15994, показывают преимущественное распределение направлений

продвижения трассирующего агента в трех направлениях: северном, восточном и юго - восточном.

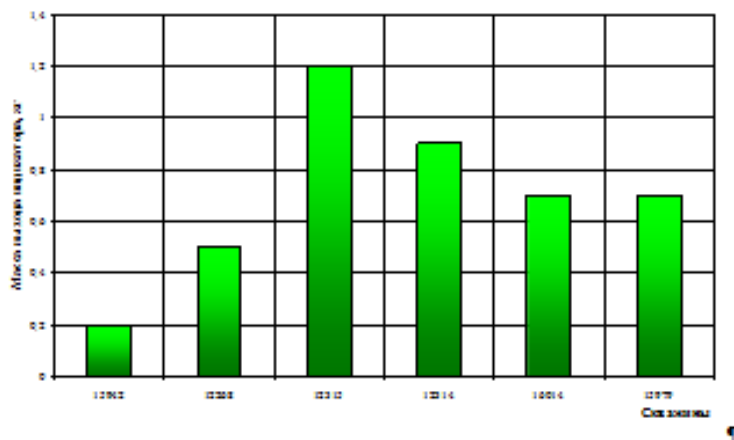


Рисунок 38 - Распределение массы выхода индикатора ЭО от скважины 15994

#### 4.2.5 Интерпретация результатов закачки трассера карбамида от скважины 15961

Опытно - промышленные работы начаты 21.08.2005 года закачкой трассера в скважину 15961. Через нагнетательную скважину в пласт АС12 ввели 20 м<sup>3</sup> раствора карбамида с концентрацией 15 г/л при давлении нагнетания на устье скважины 16 МПа и приёмистости 48 м<sup>3</sup>/сут (общая приёмистость 257 м<sup>3</sup>/сут). Схема закачки индикаторов в скважину 15961 показана на рисунке 39.

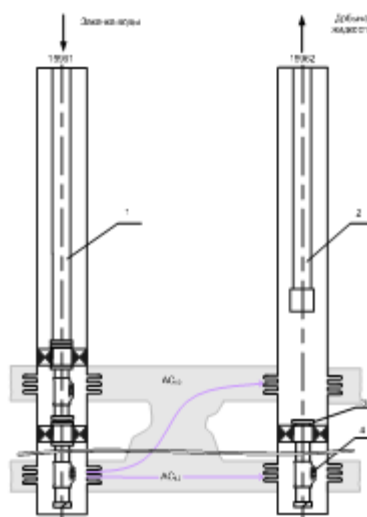


Рисунок 39 - Схема закачки индикатора карбамида в скважину 15961

1 – лифт нагнетательной скважины; 2 – лифт добывающей скважины; 3 – разъединитель колоны; 4 – клапан – регулятор.

Результаты расчётов по определению параметров продвижения индикатора карбамида по пласту АС12 от скважины 15961 к скважине 15962 приведены в таблице 6.

Таблица 6 Результаты расчётов по определению параметров продвижения индикатора карбамида по пласту АС12.

Расстояние между скважинами 15961 и 15962, м	Время от конца закачки до появления трассера, час.	Скорость прохождения трассера, м/час.	Перепад забойных давлений между добывающей и нагнетательной скважиной, МПа	Проницаемость по воде, мкм2
2600	29	93	36,7	3510

После обнаружения индикатора, в скважине 15962 был изолирован пласт АС12 путем изменения буферного давления (с 16 МПа до 21 МПа, дебит жидкости изменился с 69 т/сут до 58 т/сут), при этом клапан – регулятор закрыл отверстия в скважинной камере рисунок 32.

Через 93 часа после остановки работы пласта АС12 в скважине 15962 был снова обнаружен индикатор.

Индикаторные исследования, проведённые в районе скважин 15961 и 15962 позволили сделать вывод о том, в районе выше указанных скважин имеет место пластовый переток между пластами АС10 и АС12.

#### 4.2.6 Методика интерпретации индикаторных исследований

Скорость перемещения индикатора рассчитывается исходя из расстояния между нагнетательной и добывающими скважинами, а также времени движения индикатора между ними по формуле:

$$V_{ij} = \frac{l_j}{t_{ij}}, \quad (1)$$

где  $V_{jj}$  - скорость перемещения индикатора по пласту между нагнетательной и добывающими скважинами по каждому  $i$ -му пику подъема концентрации, м/час;

$l_j$  - расстояние между нагнетательными и добывающими скважинами, м;

$t_{ij}$  - время движения индикатора по каждой  $j$ -й скважине и каждому  $i$ -му пику подъема концентрации, час.

Для учёта влияния перепада давления между скважинами рассчитывается приведенная скорость по формуле:

$$V_{привед}^j = \frac{l_j}{t_1(P_{заб.наг.} - P_{заб.доб.}^j)}, \quad (2)$$

где  $V_{привед}^j$  - приведенная скорость перемещения между нагнетательной и  $j$ -ми добывающими скважинами, м/час/МПа;

$l_i$  - расстояние между скважинами, м;

$t_{ij}$  - время движения индикатора по каждой  $j$ -й скважине и каждому  $i$ -му пику подъема концентрации, час;

$P_{заб.наг.}$  - забойное давление в нагнетательной скважине, МПа;

$P_{заб.доб.}^j$  - забойное давление в каждой  $j$ -й добывающей скважине, МПа.

Объёмы каналов фильтрации рассчитывались по формуле:

$$Q_{к.ф.}^{ij} = \frac{Q_{в.ij} \cdot V_{ij}}{\sum_{j=1} \sum_{i=1} V_{ij}}, \quad (3)$$

где  $Q_{к.ф.}^{ij}$  - объём каналов фильтрации по  $i$ -му из пиков подъёма концентрации между нагнетательной и соответствующей  $j$ -й добывающей скважиной, м<sup>3</sup>;

$Q_{в.ij}$  - объём закаченной в нагнетательную скважину воды до момента прохождения индикатора в  $i$ -ом пике подъёма концентрации в соответствующей  $j$ -и добывающей скважине, м<sup>3</sup>;



$V_{ij}$  — скорость перемещения по  $i$ -му пику подъёма концентрации индикатора по направлению к соответствующей  $j$ -ой добывающей скважине, м/час;

$\sum_{j=1}^{j=m} \sum_{i=1}^i V_{ij}$  — сумма скоростей по каждому  $i$ -му пику по каждой  $j$ -ой добывающей скважине, м/час.

Проницаемость ( $K$ ) по воде каналов низкого фильтрационного сопротивления определяется из уравнения Дарси

$$V_j^{\max} = \frac{K_j^{\max} \cdot \Delta P_j}{l_j \cdot \mu}$$

$$K_j^{\max} = \frac{V_j^{\max} \mu \cdot l_j}{\Delta P_j}, \quad (4)$$

где  $V_j^{\max}$  — максимальная скорость перемещения индикатора по направлению к соответствующей  $j$ -ой добывающей скважине;

$\Delta P_j$  — разность пластовых давлений между нагнетательной и соответствующей  $j$ -й добывающей скважине;

$l_j$  - расстояние между нагнетательной скважиной и соответствующей  $j$ -ой добывающей скважиной;

$\mu$  - вязкость пластовой воды.

Масса выхода трассера к каждой добывающей скважине рассчитывается по формуле:

$$M_j = Q_{Bj} \cdot \sum S_{pi}, \quad (5)$$

где —  $M_j$  масса вышедшего индикатора соответствующей  $j$ -ой добывающей скважины;

$Q_{Bj}$  — добыча воды соответствующей  $j$ -й добывающей скважины;

$S_{pi}$  — площадь под каждым  $i$ -м пиком индикаторной кривой (концентрации индикатора ( $C_0$ ) во времени ( $t$ )).

### 4.3 Рекомендации по совершенствованию разработки пластов южной части Приобского месторождения на основе трассерных исследований

#### 4.3.1 Технология для одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) воды с возможностью регулирования расхода воды по трем объектам (пластам)

На Приобском месторождении разрабатываются совместно три пласта АС10, АС11, АС12, причем проницаемость пласта АС11 на порядок больше проницаемости пластов АС10 и АС12. Для эффективной выработки запасов из низкопроницаемых пластов АС10 и АС12 нет другой альтернативы как внедрение технологии ОРЗ прежде всего на нагнетательных скважинах.

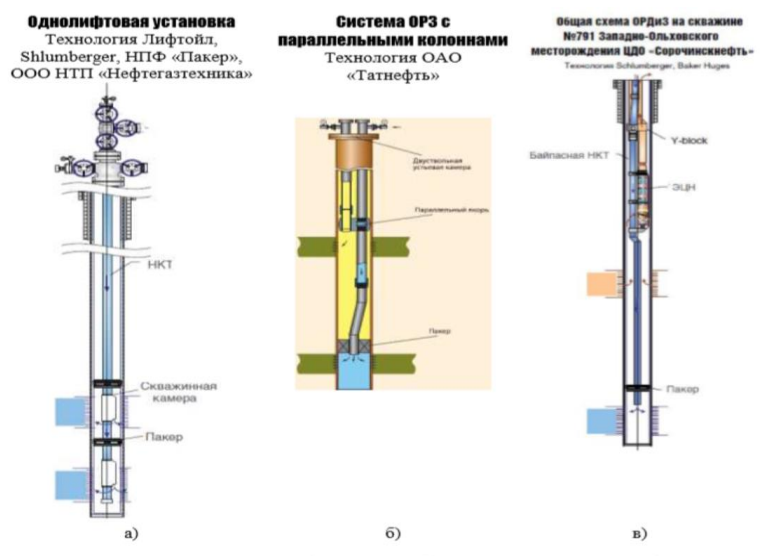


Рисунок 40 – Схемы одновременно раздельной закачки.

Системы одновременно-раздельной закачки, делятся на одноканальные и многоканальные.

Одноканальные (однолифтовые установки). Использование компоновок для ОРЗ позволяет увеличить компенсацию добычи закачкой по пластам, вести замер и регулирование объемов закачки в каждый пласт посредством смены штуцеров в скважинных камерах. Внедрение однолифтовых установок (рисунок 40, а) ведется в ОАО «Самотлорнефтегаз», ОАО «ТНК-Нижневартовск», ОАО «Варьеганнефтегаз», ООО «ТНК-Уват» и ОАО «Оренбургнефть». Однолифтовая установка с глубинными штуцерами,

разработанная в ОАО АНК «Башнефть», в 2011 году была внедрена в Нижневартовском, Чеукмагушевском и Ишимбайском НГДУ. Отдельный канал закачки на базе двухлифтовой установки для ОРЭ разработана установка для ОРЗ с параллельными рядами труб (рисунок 40, б). Данная установка широко применяется на месторождениях ОАО «Татнефть». Существуют разработанные конструкции для 146- и 168-мм колонн. Основной причиной разработки концентрической системы ОРЗ было ограничение применения систем с параллельными колоннами по давлению для закачки верхнего пласта состоянием эксплуатационной колонны. Разработкой технологий концентрических систем ОРЗ занимаются такие компании, как: Лифтойл, Schlumberger, НПФ «Пакер», ООО НТП «Нефтегазтехника», ОАО «Татнефть», и их технологии находят повсеместное внедрение на месторождениях компаний TNK-BP, Роснефть, Башнефть и других. Разработанные непосредственно в ОАО «Татнефть» 24 двухпакерные концентрические системы ОРЗ двух видов внедрены в более чем 150 скважинах.

Одновременно-раздельная добыча и закачка. Перспективным направлением развития систем ОРЭ является технология ОРДиЗ. В 2015 году в ЦДО «Сорочинскнефть» проводились ОПИ двухлифтовой концентрической системы с разделением пластов пакером и УЭЦН (рисунок 40, в). При нормальном режиме работы такой компоновки продукция верхнего пласта через прием насоса поднимается в Y-блок с помощью отдельного лифта (малый затруб). Из наземной системы ППД по внутреннему лифту ведется закачка подготовленной воды в нижний пласт. Были разработаны установки для ОРД и ОРЗ по трем объектам:

- однолифтовая установка для ОРЭ трех объектов (в двух вариантах);
- установка с дифференциальным насосом для ОРЭ трех объектов;
- установка с разделительным поршнем для ОРЭ трех объектов;
- установка для ОРЭ трех объектов с раздельным подъемом продукции по полым штангам;
- установка для ОРЗ на три пласта.

Близкие к ОРЭ технологические схемы, к данному виду технологических схем можно отнести:

- внутрискважинную перекачку воды из водоносного пласта в продуктивный с целью поддержания пластового давления. Главным преимуществом этих установок является возможность организации системы ППД на отдаленных, особенно мелких, месторождениях без создания сложной системы при наличии электроэнергии;

- внутреннюю утилизацию воды, которая позволяет отсепарированную в скважине воду без подъема на поверхность сбрасывать в поглощающие пласты. Таким образом, упрощается процесс утилизации попутно добываемой воды.

- раздельный подъем нефти и воды позволяет уже на стадии добычи получить готовую для использования в системе ППД воду.

Главной отличительной особенностью данной технологии являются: поочередный спуск секций пластов, проверка герметичности пакера (снизу и сверху) для каждой последующей секции, соответствующей интервалу, на который нужно и можно создавать дифференцированную репрессию. Это позволит предупредить перетоки как между выбранными интервалами – пластами через пакер в момент закачки (при различных репрессиях для разных интервалов), так и через колонну труб в момент остановки, несмотря даже на существенное различие в пластовых давлениях, а также гарантировать надежное извлечение многопакерной установки из скважины для ревизии или ремонта.

Данная технология позволяет исследовать отдельно каждый из выделенных интервалов и устанавливать для них оптимальное значение репрессии с учетом существующих ограничений.

Для реализации технологии используется скважинная установка, состоящая из колонны труб с несколькими пакерами, количество которых совпадает с количеством секций, причем каждая секция включает, по меньшей мере, одну скважинную камеру с клапаном, регулирующим поток. При этом один или несколько пакеров сверху оснащены разъединителем колонны труб

без или с термокомпенсатором, или отдельным телескопическим соединением для отдельного спуска и извлечения каждой секции из скважины, а также снятия напряжения колонны труб.

Эффективность технологии ОРЗ разработанной в НИИ «СибГеоТех» была подтверждена на нагнетательных скважинах Тарасовского, Барсуковского, Южно-Тарасовского, Фестивального, Восточно-Ягтинского, Южно-Харампурского месторождений.

По сравнению с совместной эксплуатацией нескольких пластов данная технология позволяет:

- увеличить коэффициент нефтеотдачи пластов за счет разукрупнения объектов разной проницаемости и разной насыщенности и повышения степени охвата их заводнением;
- увеличить добычу нефти на 30-40 % за счет дифференцированного и управляемого воздействия на каждый из пластов;
- обеспечить учет закачиваемого агента в каждый из пластов;
- предупредить межпластовые перетоки по стволу скважины в момент ее остановки и при малых депрессиях;
- предупредить отрицательное техногенное воздействие на пласт при глушении пласта с более высоким пластовым давлением;
- нестационарно воздействовать на пласты, изменяя их режимы;
- регулировать направления и скорости фильтрации пластовых флюидов, оперативно управляя полем пластовых давлений;
- исследовать и контролировать разработку отдельных пластов.

#### **4.3.2 Принципы воздействия на пласт с цель повышения нефтеотдачи**

Данными и индикаторными исследованиями по пластам выявлены обширные зоны гидродинамически связанных каналов низкого

фильтрационного сопротивления, по которым непроизводительно фильтруется 5 - 12 % закачиваемой воды.

Данными исследованиями подтверждается необходимость массированного применения методов повышения нефтеотдачи, работ по водоизоляции притока.

Обобщение многолетнего опыта применения методов нефтеотдачи [10] позволяет судить об увеличении эффективности воздействия в два-три раза при повторных обработках. Так, например, из 800 обработок методом ССС в 24 случаях при повторных обработках эффективность воздействия возрастает в среднем в 2,8 раза. Причем вторичная закачка осадкообразующих систем требует в два-три раза меньше расходуемых материалов [10]. Анализ применения осадкообразующих систем на месторождениях Западной Сибири свидетельствует о недолговечности их седиментации. Использование импортных реагентов, (а также отечественных) приводит к размыванию осадкообразующих систем уже через 0,5 - 1,0 года. Поэтому необходимо использование более жёстких и устойчивых к размыву реагентов типа ВПК-402, жидкого стекла и т.п. Лабораторными экспериментами и промышленными работами на месторождениях АО "Нижневартовскнефтегаз", АО "Мегионнефтегаз", АО "Юганскнефтегаз" подтверждается, что в наибольшей степени подходит технология увеличения нефтеотдачи двойного действия основанная на применении истинных растворов - сульфатно-содовая система с дополнением реагентов жесткости и гидрофобизатора.

Работами [10, 11] доказано, что совпадение расположения забоев нагнетательных скважин с флексурно – разрывными или техногенными нарушениями также приводит к увеличению эффекта в два-три раза. Основным критерием выбора скважин для технологий повышения нефтеотдачи с осадкообразующими системами является непосредственная близость забоев нагнетательных скважин к флексурно - разрывным нарушениям. Вторым критерием, косвенно связанным с первым, выступает выбор участков с высокой перекомпенсацией закачки над отбором жидкости [5]. При этом

последовательность воздействия осадкообразующими системами должна быть направлена от скважин с большей компенсацией к скважинам с меньшей компенсацией. В этот же период рекомендуются работы по увеличению приёмистости в нагнетательных скважинах с наименьшей компенсацией. В период закачки осадкообразующих систем для усиления эффекта (большого проникновения систем по каналам НФС) рекомендуется использовать техническое решение, суть которого заключается в ограничении отбора или остановке добывающих скважин, в которых закачиваемый индикатор не обнаружен, и прилегающих непосредственно к нагнетательной скважине.

Последними исследованиями на основе аэрокосмических, гидродинамических, геофизических и индикаторных данных доказываются следующие принципы воздействия на пласт:

1. В тех скважинах, в которых обнаружен трассирующий агент, водоизоляционные работы слабо эффективны и кратковременны.

2. Ремонтно-изоляционные работы (РИР) в скважинах, к которым прорвался трассер, возможны только после массированного применения методов повышения нефтеотдачи на нагнетательных скважинах с использованием осадкообразующих систем для тампонирования каналов НФС и водо-промытых зон.

3. РИР возможны во всех обводнившихся скважинах, в которых трассирующий агент не обнаружен.

4. В скважинах, в которых обнаружен трассер, противопоказаны работы по интенсификации притока (ОПЗ, забуривание вторых стволов, ГРП и др.). Эти работы возможны только после массированного применения МУН

5. Работы по интенсификации притока возможны во всех потенциальных скважинах, в которых трассер не обнаружен.

На основе трассерных исследований рекомендуется проведение закачек осадкообразующих систем в три этапа. При этом необходимо провести закачки, прежде всего в зонах, где уже образовались каналы НФС.

#### **4.3.3 Обоснование использования методов повышения нефтеотдачи**

Несмотря на то, что процесс разработки осуществляется планомерно согласно проектным решениям, а по некоторым позициям происходит с улучшенными характеристиками, можно и необходимо снизить влияние обнаруженных трассерными исследованиями техногенных трещинных образований. Обычно в таких случаях используют технологии, направленные на создание фильтрационного сопротивления в каналах НФС путем осадкообразования, перераспределяя закачиваемую воду в зоны повышенной нефтенасыщенности, и тем самым, повышая коэффициент охвата заводнением.

Для таких пластов с низкими коллекторскими свойствами, каким является пласт АС10 приемлемыми методами являются технологии, основанные на истинных растворах (фильтрующихся по пористой среде). Одной из апробированных и эффективных представляется технология с закачкой сульфатно – содовых систем (ССС) с гидрофобизатором (ССС + ГФ). При этом внедрение данной технологии на ранней стадии разработки в 1997-1998 г. на пласте ЮС1 Западно – Асомкинского месторождения позволило сделать следующие выводы.

Произошла интенсификация добыча нефти на 20-30%. Технологический эффект за счет проведения трех скважино-операций оценивается величиной 11,9 тыс.т.

Увеличился срок безводной эксплуатации нефти на 8 - 16 месяцев.

Данное геолого-техническое мероприятие способствовало стабилизации обводнения ряда скважин, а в ряде случаев – уменьшение обводненности добываемой продукции.

Таким образом, анализ разработки на основе трассерных исследований объекта АС10 и накопленный опыт применения МУН предопределяют необходимость их применения.



В таблице 7 приведен перечень нагнетательных скважин объекта АС10, в которых возможно проведение ГТМ по выравниванию профиля приемистости. Единственным ограничением применения данной технологии – минимальная приемистость должна быть не менее 100 м<sup>3</sup>/сут с целью предотвращения замерзания водовода на устье скважины.

Таблица 7 - Список скважин объекта АС10 для выравнивания профиля приемистости

№ п/п	Номер скважины	Приемистость, м <sup>3</sup> /сут
1	12180	245
2	15908	367
3	12204	195
4	12249	222
5	15961	314
6	12277	180
7	15994	221
8	12347	262

#### **4.3.4 Технология интенсификации притока нефти из заглинизированных и низкопроницаемых коллекторов**

Способ предназначен для обработки призабойной зоны безводных и обводнённых добывающих скважин, вскрывших сильно заглинизированные и низкопроницаемые пласты группы "А", "Б" и "Ю".

В используемом составе применяется смесь плавиковой и соляной кислот для создания гидродинамического сообщения между скважиной и пластом. С целью снижения скин-эффекта используется раствор оксиалкилированного спирта и деэмульгатора в определённых соотношениях. Для сохранения нефтенасыщенной части коллектора используется гидрофобизатор на основе полисилоксана.

Технология прошла промышленные испытания на Новомолодёжном (пласт ЮВ) и Ершовом (пласт ЮВ) месторождениях. Приросты дебитов нефти

составляют 6,3 - 8,2 тонн нефти в сутки при продолжительности эффекта в течение 9-12 месяцев [11].

Рекомендуется проведение ОПЗ в 17 скважинах с общим суточным приростом добычи нефти в размере 186,9 тонн.

#### **4.3.5 Комплексная технология ограничения водопритока и интенсификации притока нефти**

Способ предназначен для обработки призабойной зоны обводнившихся скважин для селективной водоизоляции притока и интенсификации притока нефти.

Использование раствора соляной и плавиковой кислот предназначено для усиления гидродинамического сообщения между скважиной и пластом, с целью последующей закачки в пласт устойчивых микроэмульсий для создания фильтрационного сопротивления в пласте и докрепления в водонасыщенной части коллектора.

Закачка раствора оксиалкилированного спирта, гидрофобизатора и деэмульгатора предназначена для частичной разглинизации нефтяной части коллектора, деэмульсации ПЗП (снятие скин-эффекта в ПЗП).

Данная технология апробирована на юрских отложениях Покамасовского, Нивагальского, Новомолодёжного и Ершового месторождений. Прирост дебитов нефти составил 8-12 тонн нефти в сутки при снижении обводнённости продукции на 30-40%.

Технология предназначена для селективной водоизоляции добывающих скважин и интенсификации притока нефти из нефтенасыщенной части коллектора.

Для сохранения ПЗП в нефтенасыщенной части коллектора используется гидрофобизирующий состав на основе полисилоксанов. С целью тампонирования водонасыщенной части пласта применяются истинные растворы сульфата натрия или алюминия и хлористого кальция. Для

закрепления этой гипсовой системы используется силикат натрия. Для снятия скин-эффекта в нефтенасыщенной части пласта используется раствор оксиалкилированного спирта и дезмульгатора.

С использованием этой технологии обводненность продукции снижается на 30-80%. Прирост дебитов в нефти составляет 5-50 тонн нефти в сутки в зависимости от коллекторских свойств.

Некоторые модификации технологии могут быть использованы как для ограничения водопритока, так и для проведения работ по ликвидации или ограничению заколонных перетоков.

На основе двух предлагаемых технологий рекомендуется проведение семи комплексных ОПЗ, которые дадут возможность прирастить суточную добычу нефти в количестве 107,5 т/сут.

#### **4.4 Обоснование выбора моделей для прогнозирования основных технологических показателей разработки**

Известно, что эффективность решений по повышению нефтеотдачи во много зависит от достоверности используемых моделей.

Для адаптации гидродинамической модели наиболее действенным средством является сравнения расчетных и фактических показателей и согласование их путем внесения изменения в параметры исходной модели и повторных гидродинамических расчетов. Наиболее информативными из таких показателей являются профили притока и приемистости или, по меньшей мере, достоверный учет добываемой продукции из каждого совместно эксплуатируемого пласта.

Часто определение технологической эффективности проводится на основе характеристик вытеснения - зависимость накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости, при этом базовый вариант (экстраполяция прежнего режима) сравнивают с фактическим вариантом после оптимизации пластового давления.

Наиболее известными традиционными считаются трехпараметрические зависимости типа:

$$\Sigma Q_H = A + B \cdot \ln(\Sigma Q_{ж}) \quad (\text{Сазонов Б.Ф.})$$

$$\Sigma Q_H = A + B \cdot (\Sigma Q_{ж})^C \quad (\text{Орлов В.С., Ревенко В.М., Амелин И.Д., Казаков А.А.})$$

Однако эти модели имеют высокую погрешность и не позволяют описывать зависимость накопленной добычи нефти ( $\Sigma Q_H$ ) от накопленной добычи жидкости ( $\Sigma Q_{ж}$ ) во всем диапазоне обводненностей.

Автором (Леонов В.А. НИИ «СибГеоТех») предложено несколько статистических моделей, отличающихся количеством аппроксимационных коэффициентов – параметров модели. Очевидно, что с увеличением параметров уменьшается погрешность аппроксимации. Количественные оценки этих зависимостей по результатам сравнительного анализа для группы из 100 добывающих скважин Ван-Ёганского месторождения для разных моделей представлены в таблице 8 и на рисунке 42.

Таблица 8 - Количественные оценки параметров зависимостей по результатам сравнительного анализа

Формулы	Автор модели (методики)	Определяемые параметры	Коэффициенты
$\Sigma Q_H = A + B \cdot \ln(\Sigma Q_{ж})$	Сазонов Б.Ф.	A, B при lg, B <sub>2,3</sub>	C = 0
$\Sigma Q_H = A + C / \Sigma Q_{ж}$	Камбаров Г.С.	A, C	B = 0, D = - 1
$\Sigma Q_H = A + C / (\Sigma Q_{ж})^{0,5}$	Пирвердян А.М.	A, C	B = 0, D = - 0,5
$\Sigma Q_H = A + C \cdot (\Sigma Q_{ж})^D$	Орлов В.С. Ревенко В.М. Амелин И.Д. Казаков А.А.	A, C, D	B = 0
$\Sigma Q_H = A + B \cdot (Q_{ж} + C)^D + E \cdot (Q_{ж} + F)^G$	Леонов В.А.	A, B, C, D, E, F, G	

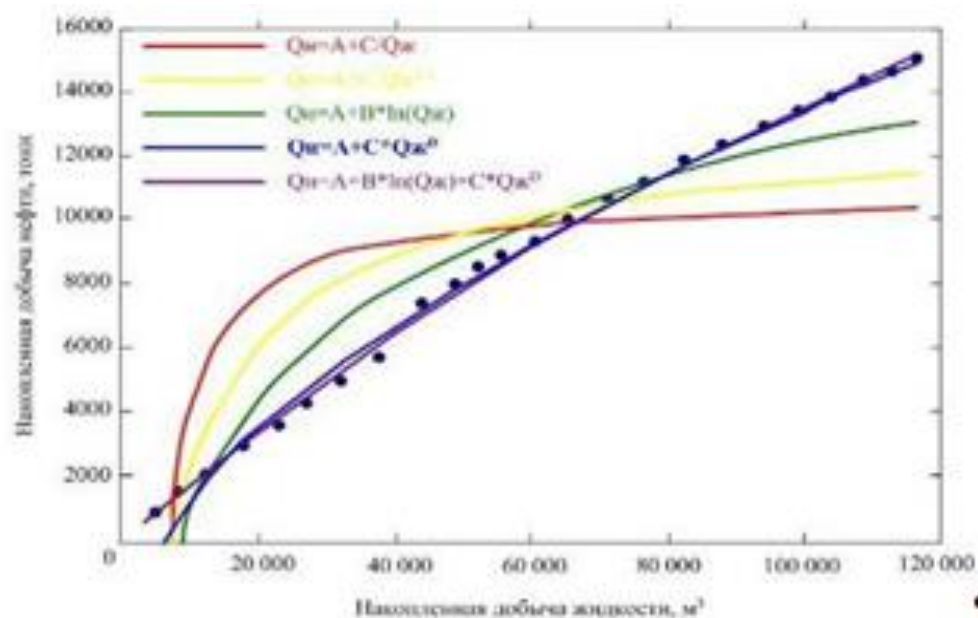


Рисунок 41 - Сравнение прогнозных моделей

Для прогнозирования процесса разработки продуктивного пласта, как по скважине, так и по группе скважин (взаимодействующих через пласт) для практического использования автором предложена следующая семипараметрическая модель - характеристика вытеснения (кривая обводнения).

$$\Sigma Q_H = A + B \cdot (Q_{ж} + C)^D + E \cdot (Q_{ж} + F)^G \quad (6)$$

где: A, B, C, D, E, F, G – коэффициенты, определяемые по накопленным статистическим данным методом наименьших квадратов.

Многочисленные промысловые данные по скважинам показывают, что предложенная характеристика вытеснения наиболее универсальна и дает наименьшую погрешность в относительно широком диапазоне времени и обводненности, в том числе и на начальной стадии разработки (рисунок 42).

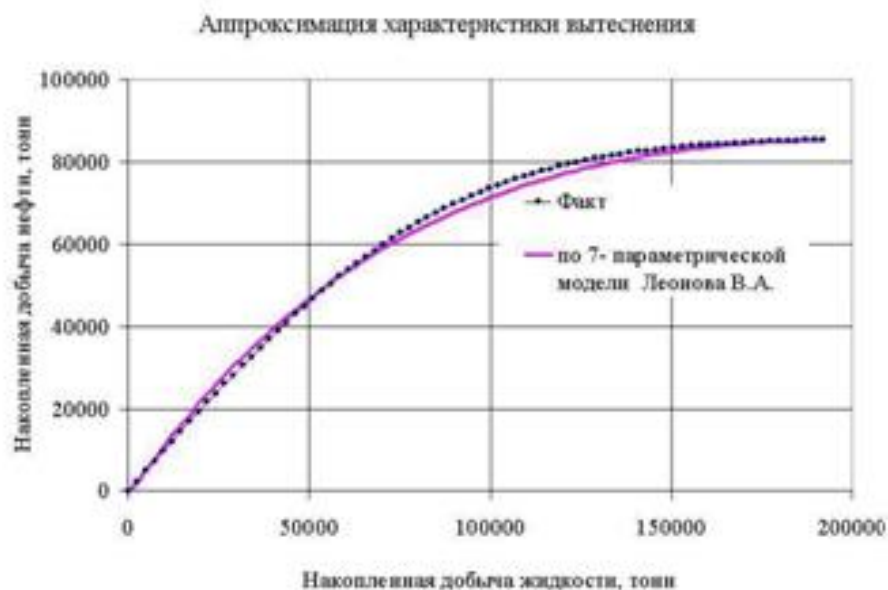


Рисунок 42 - Аппроксимация характеристики вытеснения

Характеристику вытеснения по отдельным пластам отдельных скважин следует считать неизменной только при неизменной структуре пласта. То есть при любом крупномасштабном геолого-техническом воздействии на пласт (гидроразрыв пласта, дополнительная перфорация, изоляционные работы и пр.) его структура изменяется, а значит и характеристика вытеснения будет новой.

В таких случаях для этих пластов отдельных скважин следует рассматривать кусочную ( $j$  – кусочную или, по меньшей мере, двухкусочную) характеристику вытеснения.

$$\Sigma Q_{nj} = A_j + B_j \cdot (\Sigma Q_{жj} + C_j) D_j + E_j \cdot (\Sigma Q_{жj} + F_j)^{G_j} \quad (7)$$

Данную модель (7) можно легко анализировать поскольку, как правило, одно из слагаемых имеет положительный знак ( $B_j > 0$ ), а второе отрицательный ( $E_j < 0$ )

Данную модель (7) можно также эффективно использовать и для многих других важных зависимостей, таких как:

- дебит жидкости (нефти, газа) от депрессии (разность между пластовым и забойным давлением), в этом случае первый кусок описывает зависимость (прямолинейная) до забойного давления равного давлению насыщения, а второй кусок зависимость при забойном давлении меньше давления насыщения;

- дебит жидкости (нефти, газа) от расхода газлифтного газа (добычи свободного газа), в этом случае первый кусок описывает характеристическую кривую для работы на пусковых клапанах, а второй кусок - на рабочем клапане.

#### **4.5 Анализ эффективности внедрения технологии одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов**

Анализ геолого – технических мероприятий проведенных на южной части Приобского показал, что дополнительная добыча нефти после внедрения технологии одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов (технология ОРРНЭО) в среднем на одну скважину составила не менее 2,4 тыс т. Дебиты скважин с началом внедрения технологии ОРРНЭО возросли по нефти соответственно с 9,2 т/сут до 17,4 т/сут и по жидкости с 9,5 т/сут до 18,1 т/сут.

Для прогнозирования процесса разработки продуктивного пласта была использована следующая семипараметрическая модель - характеристика вытеснения Леонова В.А.

На рисунке 43 построена модель на основе характеристики вытеснения. Для её построения рисунок 43 поз. 1 использовался базовый период (до внедрения ОРРНЭО) и его аппроксимация. На рисунке 43 так же показана фактическая добыча нефти после внедрения технологии ОРРНЭО и поз. 2 показан прогнозная добыча нефти.

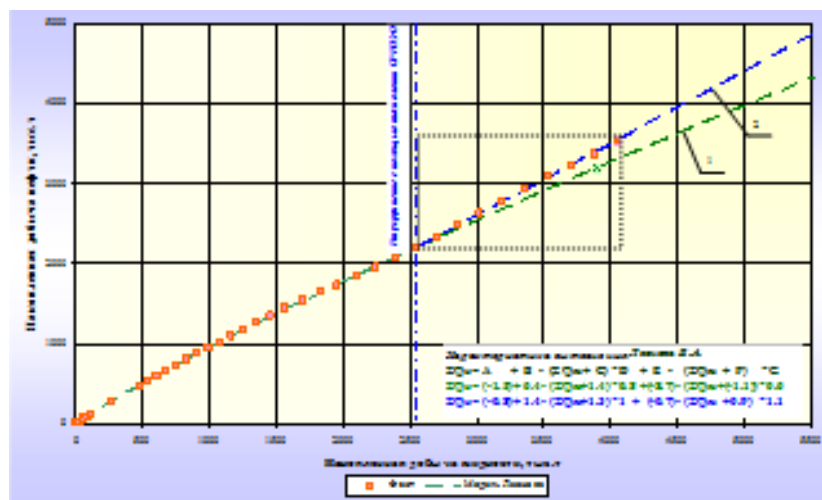


Рисунок 43 - Сравнение характеристик вытеснения по модели до и после внедрения технологии ОРНЭО

Из рисунка 44 видно, что внедрение технологии ОРНЭО привело к увеличению добычи нефти в размере 345 тыс.т., из которых прирост добычи нефти от повышения нефтеотдачи составил 211 тыс.т. и от интенсификации добычи нефти в размере 134 тыс.т.

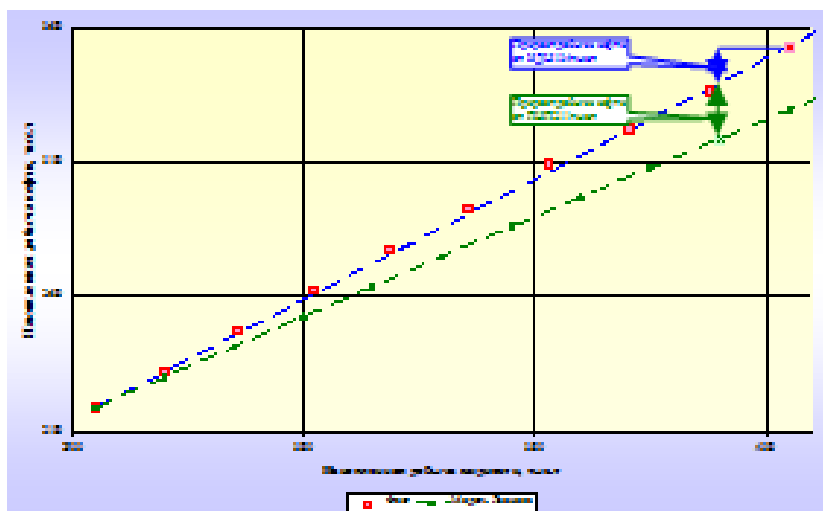


Рисунок 44 - Оценка эффективности технологии ОРНЭО

### Выводы

Предложена и опробована технология исследования многопластового месторождения нефти, которая отражает дифференциальную информативность по каждому пласту.

Интерпретация трассерных исследований с закачкой трассера тринатрий фосфата в пласт АС12 скважину 477Р, роданистого аммония в пласт АС10 в



скважину 12277, флуоресцеина натрия в пласт АС10, и эозина в пласт АС10 в скважину 15994 позволила обнаружить техногенные нарушения, в районе скважин 15961 и 15962 межпластовый переток. Основные параметры продвижения трассеров по каналам НФС приведены в таблице 9.

Таблица 9 - Основные параметры продвижения трассеров по каналам НФС

Вид трассера	Пласт	№ скважины	Диапазон скорости, м/час	Объем каналов, м3	Проницаемость, мкм2	Масса выхода индикатора, кг
ТНФ	АС12	477Р	0,6 - 4,36	7981,6	9,9 -136,4	6,6
РА	АС10	12277	0,6 - 10,6	2478	13-230	1,9
ФН	АС10	15994	0,9 - 36,8	1407	131-1094	6,3
ЭО	АС12		1,1 – 27,6	1507	360,6-1259	4,6

По результатам проведенных индикаторных исследований и на основе обобщения многолетнего опыта применения методов нефтеотдачи рекомендовано:

- произвести работы по выравниванию профиля приемистости на 8 нагнетательных скважинах;
- произвести 17 ОПЗ добывающих скважин на основе технологий, содержащих спиртно – кислотные составы. Суточный прирост добычи нефти составит 186,9 т/сут;
- произвести 7 КОПЗ добывающих скважин. Суточный прирост добычи нефти составит 107, 5 т/сут;
- продолжать внедрять технологию ОРРНЭО.

Анализ внедрения технологии одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов (технология ОРРНЭО) показал увеличение добычи нефти в среднем на одну скважину не менее 2,4 тыс т. Дебиты скважин с началом внедрения технологии ОРРНЭО возросли по нефти соответственно с 9,2 т/сут до 17,4 т/сут и по жидкости с 9,5 т/сут до 18,1 т/сут.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА**  
**«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И**  
**РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5В	Швец Алексею Сергеевичу

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 «Нефтегазовое дело»,

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

1. Расчёт показателей экономической эффективности ОПЗ.	Оценка экономической эффективности внедрения обработки призабойной зоны. Оценка результата внедрения НТП.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	РД 153-39-007-96
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ, ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 19.12.2016 N 444-ФЗ

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1 Определение, экономической эффективности	Расчеты экономической эффективности в результате проведенных мероприятий, направленных на увеличение добычи нефти скважин за счет спирто – кислотных обработок призабойной зоны пласта в скважинах
2. Анализ чувствительности проекта к риску	Составление анализа срока окупаемости и реализации проекта.

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)**

- Профили НПДН и ЧТС.
- Динамика ЧТС при различных вариациях факторов.
- Расчёт экономических показателей
- Диаграмма чувствительности проекта к риску («Паук»)

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	3.03.2020
--	-----------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		3.03.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5В	Швец Алексею Сергеевичу		3.03.2020

## РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

## 5.1 Расчет показателей экономической эффективности ОПЗ

Мероприятия научно-технического прогресса оказывают двоякое влияние на технико-экономические показатели:

позитивное – через технологические эффекты, отражающие целевое назначение проводимых мероприятий;

негативное – через ресурсы и затраты, требующиеся для реализации мероприятий НТП.

В результате внедрения мероприятий НТП может быть положительный либо отрицательный эффект, соответственно предприятие получит дополнительную прибыль или потерпит убытки.

В качестве положительного примера рассмотрим экономический эффект спирто – кислотных обработок призабойной зоны пласта на Приобском месторождении.

Для анализа сведем необходимые данные в таблицу 10.

Таблица 10 - Исходные данные для расчета

Наименование	Ед. изм.	2006			
		1 кв.	2 кв.	3 кв.	4 кв.
Количество ОПЗ	скв.	17	-	-	-
Средний прирост дебита нефти после ОПЗ	т/сут	11	9,5	7,2	4,1
Затраты на ОПЗ	тыс. руб.	3740	-	-	-
Коэф. Эксплуатации	д.е.	0,975	0,97 5	0,975	0,975
Стоимость проведения ОПЗ	тыс. руб.	220	15,7	15,7	15,7
Цена 1 тонны нефти	руб.	4100	4100	4100	4100
Себестоимость 1 тонны нефти	руб.	3280	3280	3280	3280
Налог на прибыль	%	24	24	24	24
Норма дисконта Е	%	10	10	10	10
Удельный вес условно-переменных затрат	%	43	43	43	43

В рассматриваемом проекте в расчетах не будут учитываться капитальные затраты, ввиду их отсутствия при проведении ОПЗ.

Поток денежной наличности определяется по формуле:

$$\text{ПДН}_t = \text{В}_t - \text{З}_t - \text{Н}_t \quad (8),$$

где:

$\text{В}_t$  - выручка, тыс. руб.;

$\text{З}_t$  - текущие затраты;

$\text{Н}_t$  - налоги, тыс. руб.;

Выручку рассчитаем по формуле:

$$\Delta B I_{\text{кв}} = \text{Ц} \cdot \Delta Q I_{\text{кв}} = 4100 \cdot 16,65 = 68250 \text{ тыс. руб.} \quad (9),$$

где Ц - цена 1 тонны нефти, руб.

$\Delta Q I_{\text{кв}}$  - дополнительная добыча за квартал.

Прирост добычи нефти от ОПЗ в квартал составит:

$$\Delta Q_{I_{\text{кв}}} = \Delta q \cdot T_{\text{к}} \cdot K_{\text{экс}} \cdot N_{\text{скв}} = 11 \cdot 91,3 \cdot 0,975 \cdot 17 = 16,65 \text{ тыс.т} \quad (10),$$

где:

$\Delta q$  - прирост дебита в сутки, т/сут.;

$T_{\text{к}}$  - количество календарных дней в периоде, сут.;

$K_{\text{экс}}$  - коэффициент эксплуатации;

$N_{\text{скв}}$  - количество скважин.

Текущие затраты рассчитываются по формуле:

$$\text{З}_t = \text{З}_{\text{доп } t} + \text{З}_{\text{мер-ий}} \quad (11)$$

Здопт	-	дополнительные затраты;
Змер-ий	-	затраты на проведение мероприятия.

$$\text{З}_{\text{доп } t} = \text{З}_{\text{пер.ые}} = \text{С} \cdot \text{дпер} \cdot \Delta Q_t \quad (12)$$

где  $\Delta Q_t$  - годовой прирост добычи, тыс.т.

$$\text{З}_{\text{доп } t} = 3280 \cdot 0,43 \cdot 16,65 = 23483 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{З}_1 \text{ кв} = 23483 + 3740 = 27223,2 \text{ тыс. руб.}$$

Налог на прибыль рассчитывается:

$$\text{Н}_{\text{пр.}} = \frac{\text{П}_{\text{нал.обл.}} \cdot \text{N}_{\text{пр.}}}{100} = \frac{29368,1 \cdot 24}{100} = 7048 \text{ тыс. руб.} \quad (13)$$

где  $P_{\text{нал.обл.}}$  - прибыль налогооблагаемая, тыс. руб.;

$N_{\text{пр.}}$  - ставка налога на прибыль, 24%

$\text{ПДН1 кв} = 68250 - 27223,2 - 7048 = 33983$  тыс. руб.

Накопленный поток денежной наличности определяется по формуле:

$$\text{НПДНt} = \sum \text{ПДН} \quad (14)$$

$\text{НПДН1 кв} = \text{ПДН1 кв} = 33983$  тыс. руб.

Дисконтированный поток денежной наличности определяется по формуле:

$$\text{ДПДНt} = \text{ПДНt} K_d \quad (15)$$

Где  $K_d$  - коэффициент дисконтирования, доли единиц.

$$K_d = (1 + E_{\text{нп}}/4)^{T_p - t} = (1 + 0,1/4)^0 = 1 \quad (16)$$

Где  $E_{\text{нп}}$  - ставка дисконтирования, доли единиц;

$\text{ДПДН1 кв} = 33978 \cdot 1 = 33983$  тыс. руб.

Чистая текущая стоимость определяется по формуле:

$$\text{ЧТСt} = \sum \text{ДПДНt} \quad (17)$$

$\text{ЧТС1 кв} = \text{ДПДН1 кв} = 33983$  тыс. руб.

Аналогично расчет ведется и на второй, третий и четвертый кварталы 2006 года. Результаты расчетов представлены в таблице 11. На рисунке 45 показаны профили потока денежной наличности и чистой текущей стоимости при проведении ОПЗ.

Таблица 11 - Расчет экономических показателей

Показатели	2006 год			
	1 кв.	2 кв.	3 кв.	4 кв.
Прирост добычи, тыс. тонн	16,65	14,38	10,90	6,20
Прирост выручки, тыс. руб.	68249,7	58942,9	44672,5	25438,5
Текущие затраты, тыс. руб.	27217,9	20276,4	15367,4	8750,9
Затраты на мероприятие, тыс. руб.	3740	0	0	0
Затраты на доп. добычу, тыс. руб.	23477,9	20276,4	15367,4	8750,9
Прирост прибыли, тыс. руб.	29368,06	25363,32	19222,73	10946,28

Налог на прибыль, тыс. руб.	7048,3	6087,2	4613,5	2627,1
ПДН, тыс. руб.	33983,48	32579,37	24691,73	14060,57
НПДН, тыс. руб.	33983,48	66562,85	91254,58	105315,15
Коэффициент дисконтирования	1	0,976	0,951	0,93
ДПДН, тыс. руб.	33983,48	31797,46	23481,84	13048,21
ЧТС, тыс. руб.	33983,48	65780,94	89262,78	102310,99

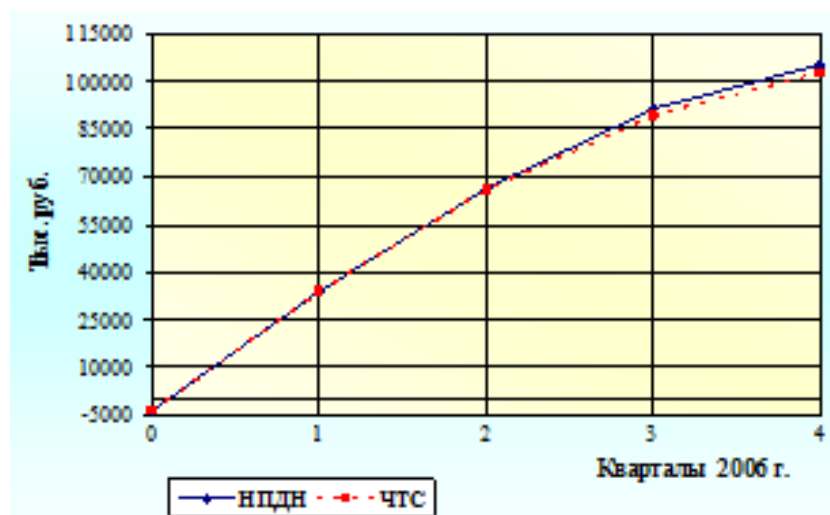


Рисунок 45 - Профили НПДН и ЧТС

Срок окупаемости затрат на ОПЗ:

$$\text{Ток} = \text{Змер} / (\Delta \text{В1 кв} - \text{З1 кв}) \quad (5.11)$$

$$\text{Ток} = 3740 / (68249,7 - 27217,9) = 0,09 \text{ года} = 33 \text{ дня.}$$

## 5.2 Анализ чувствительности проекта к риску

На последнем этапе экономического обоснования предлагаемого мероприятия проводится анализ чувствительности проекта к риску. Для этого выбирается интервал наиболее вероятного диапазона вариации каждого фактора, например:

Задаемся наиболее вероятными интервалами изменения факторов:

$$Q = [- 30 \% ; + 10 \%];$$

$$\text{Цн} = [- 20 \% ; + 20 \%];$$

$$\text{Н} = [- 20 \% ; + 20 \%];$$

$$\text{З} = [- 10 \% ; + 10 \%].$$

После этого рассчитываем ЧТС при минимальном и максимальном значении каждого фактора. Результаты сведены в таблицу 12. На основании полученных данных строим диаграмму чувствительности проекта рисунок 46.

Таблица 12 - Динамика ЧТС при различных вариациях факторов

Показатели	Значение показателя, тыс. руб.					
	-30%	-20%	-10%	0	10%	20%
ЧТС (баз)				102310,99		
ЧТС (Q <sub>н</sub> )	70495				112916	
ЧТС (Ц)		73146				131475
ЧТС (З)			102684			101562
ЧТС (Н)			104292			98348

Таким образом, расчет экономической эффективности спирто-кислотных обработок показывает, что отрицательные значения НПДН и ЧТС отсутствуют, то есть при существующих экономических обстоятельствах проведения данного геолого-технического мероприятия, проект окупается уже в первый месяц внедрения.

Диаграмма «Паук» (рисунок 46) находится в положительной области, из чего следует, что проект абсолютно не подвержен риску.

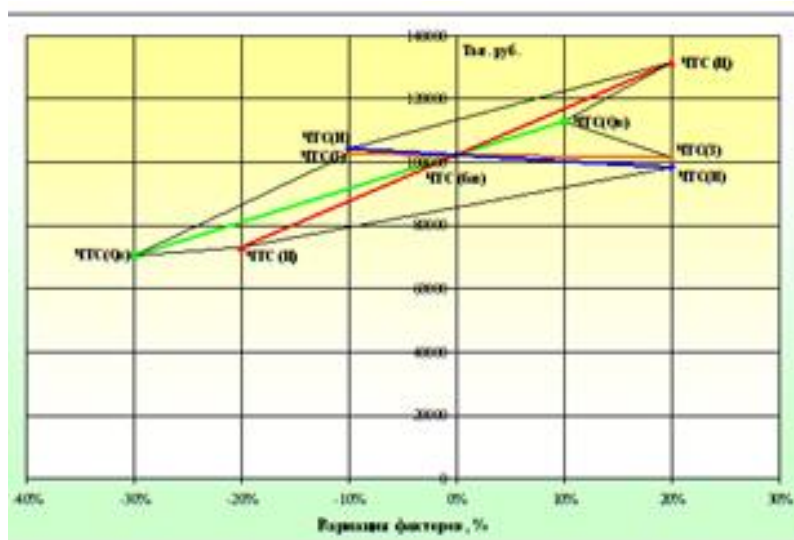


Рисунок 46 - Диаграмма чувствительности проекта к риску («Паук»)

Исходя из вышеизложенного, можно сделать вывод о целесообразности внедрения рассматриваемого проекта в производство.

### ***Выводы***

Расчеты экономической эффективности в результате проведенных мероприятий, направленных на увеличение добычи нефти скважин за счет спирто – кислотных обработок призабойной зоны пласта в скважинах таблица 10 показали, что затраты на проведение данных мероприятий в первом квартале 2006 г. составляют 3740 тыс. рублей. За счет увеличения добычи нефти скважин получена чистая текущая стоимость, которая на четвертый квартал 2006 г. составит 102311 тыс. рублей при вложении собственных средств для реализации проекта. Срок окупаемости проекта примерно 1 месяц. Данные мероприятия дают более 24692 тыс. руб. прибыли без какого-либо риска рисунок 46 (диаграмму чувствительного проекта к риску). Следовательно, проведение мероприятий по обработке скважин во многом оправдают себя, показав высокую экономическую эффективность и прирост дополнительной добычи нефти.



## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5В	Швец Алексею Сергеевичу

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 «Нефтегазовое дело»,

Тема ВКР:

Анализ технологий разработки многопластовых нефтяных месторождений Западной  
Сибири

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является внедрение технологии повышения производительности скважины, обеспечение технической возможности оценки эффективности работы скважины при использовании данного технического решения
--	--

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Основные законодательные и нормативные акты, регулирующие трудовые отношения, регламентирующие условия труда и безопасность на производстве.	<p>Постановление Правительства РФ «О федеральной инспекции труда» (от 28 января 2000г, №78).</p> <p>Постановление Правительства РФ «О мерах по улучшению условий и охраны труда» (от 26 августа 1995г, №843).</p> <p>Положение «О расследовании и учете несчастных случаев на производстве» (утверждено постановлением Правительства РФ от 11 марта 1999г, №279).</p> <p>Рекомендации по организации работы службы охраны труда на предприятии, учреждении и организации (утверждены Постановлением Министерства труда РФ от 30 января 1995г, №6).</p> <p>Указ президента РФ «О повышении тарифной ставки (оклада) первого разряда единой тарифной сетки по оплате труда работников</p>
---	---

	<p>организаций бюджетной сферы» (от 20 марта 2000г, №539).</p> <p>Указ президента РФ «О нормах расходов для федеральных государственных служащих на служебные командировки в пределах РФ» (от 5 февраля 2000г, №132).</p> <p>Указ президента РФ «Об утверждении положения о проведении аттестации федерального государственного служащего» (от 9 марта 1996г №353).</p>
<p><b>2. Промышленная безопасность.</b></p> <p>- Общие требования к ОПО и рабочим местам.</p>	<p><b>Вредные факторы</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Пониженная температура воздуха на открытой территории</li> <li>• Световая среда</li> <li>• Химический</li> </ul> <p><b>Опасные факторы</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Пожаровзрывоопасность</li> <li>• Электрический ток</li> <li>• Движущиеся машины и механизмы;</li> <li>• подвижные части производственного оборудования</li> </ul>
<p><b>3. Мероприятия по предотвращению, ликвидации и снижению последствий чрезвычайных ситуаций техногенного и природного характера</b></p> <p>3.1. Мероприятия, направленные на предотвращение, ликвидацию и снижение последствий чрезвычайных ситуаций техногенного характера</p> <p>3.2. Мероприятия, направленные на предотвращение, ликвидацию и снижение последствий чрезвычайных</p>	<p>Анализ необходимых мероприятий, позволяющих снизить воздействие строящихся объектов на окружающую среду. (N 116-ФЗ от 21.07.1997г)</p> <p>-мероприятия по сокращению выбросов вредных веществ в атмосферу</p> <p>-мероприятия по предотвращению лесных и торфяных пожаров</p>

ситуаций природного характера	
<b>4. Экологическая безопасность:</b> - Влияние технологических процессов ООО «Сибнефть – Хантос» на экологическое состояние прилегающей территории	1. Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы загрязняющих веществ рабочей техникой при монтаже технологического оборудования в скважине) 2. Анализ воздействия объекта на земельные ресурсы, флору и фауну (аварийные ситуации в ходе эксплуатации)
<b>5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b> - Характеристика наиболее вероятных ЧС техногенного характера возникающих на территории предприятия. - Чрезвычайные ситуации, вызванные террористическими актами. - Чрезвычайные ситуации, вызванные природными явлениями	1. В процессе монтажа оборудования (доставке на забой скважины) возможны нештатные ситуации в ходе спуско-подъемных операций (повреждение оборудования, выброс пластового флюида, возгорание) 2. В ходе эксплуатации возможно повреждение (случайное/преднамеренное) используемого капиллярного полимерно-металлического трубопровода высокого давления, загрязнение ингибитором/реагентом прилегающей к скважине территории

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	3.03.2020
--	-----------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		3.03.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5В	Швец Алексей Сергеевич		3.03.2020

## **6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

### **6.1 Основные законодательные и нормативные акты, регулирующие трудовые отношения, регламентирующие условия труда и безопасность на производстве**

В соответствии со статьей 42 Конституции Российской Федерации каждый имеет право на благоприятную окружающую среду, достоверную информацию о ее состоянии и на возмещение ущерба, причиненного его здоровью или имуществу экологическим правонарушением.

Земля и другие природные ресурсы используются и охраняются в Российской Федерации как основа жизни и деятельности народов, проживающих на соответствующей территории (ст. 9 Конституции РФ) [14].

Государственный контроль в области охраны окружающей среды (государственный экологический контроль) осуществляется федеральными органами исполнительной власти и органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации (ст. 65 N 7-ФЗ от 10.01.2002г) [15].

Государственный экологический контроль за объектами хозяйственной и иной деятельности независимо от форм собственности, находящимися на территориях субъектов Российской Федерации, осуществляют органы государственной власти субъекта Российской Федерации самостоятельно за счет средств бюджета субъекта Российской Федерации (ст. 14 ФЗ N 199-ФЗ от 29.12.2004г) [16].

При размещении, проектировании, строительстве и эксплуатации объектов нефтегазодобывающих производств, объектов переработки, транспортировки, хранения и реализации нефти, газа и продуктов их переработки должны предусматриваться эффективные меры по очистке и обезвреживанию отходов производства и сбора нефтяного (попутного) газа и минерализованной воды, рекультивации нарушенных и загрязненных земель, снижению негативного воздействия на окружающую среду, а также по

возмещению вреда окружающей среде, причиненного в процессе строительства и эксплуатации указанных объектов (ст. 46 п.2. N 7-ФЗ от 10.01.2002г).

Для предотвращения загрязнения недр при проведении работ, связанных с использованием недрами, при подземном хранении нефти, газа или иных веществ и материалов, захоронении вредных веществ и отходов производства, сбросе сточных вод необходимо соблюдать стандарты (нормы, правила), регламентирующие условия охраны недр, атмосферного воздуха, земель, лесов, вод, а также зданий и сооружений от вредного влияния работ, связанных с использованием недрами (ст. 22, 23 закон РФ N 2396-1) [17]. В целях предупреждения вреда, который может быть причинен окружающей природной среде, здоровью и генетическому фонду человека, стандартами на новые технику, технологии, материалы, вещества и другую продукцию, которые могут оказать вредное воздействие на атмосферный воздух, устанавливаются требования охраны атмосферного воздуха (ст. 15 N 96-ФЗ от 04.05.1999г) [18].

Любая деятельность, влекущая за собой изменение среды обитания объектов животного мира и ухудшение условий их размножения, нагула, отдыха и путей миграции, должна осуществляться с соблюдением требований, обеспечивающих охрану животного мира (ст. 22, N 52-ФЗ от 24.04.1995 года) [19].

В соответствии со статьей 37 трудового кодекса РФ - труд свободен. Каждый имеет право свободно распоряжаться своими способностями к труду, выбирать род деятельности и профессию. Принудительный труд запрещен. Каждый имеет право на труд в условиях, отвечающих требованиям безопасности и гигиены, на вознаграждение за труд без какой бы то ни было дискриминации и не ниже установленного федеральным законом минимального размера оплаты труда, а также право на защиту от безработицы.

Закон РФ о занятости населения в РФ (от 19 апреля 1991г) определяет правовые, экономические и организационные основы государственной политики содействия занятости населения, в том числе гарантии государства по

реализации конституционных прав граждан РФ на труд и социальную защиту от безработицы.

Подзаконные акты, регулирующие трудовые отношения:

1. Постановление Правительства РФ «О федеральной инспекции труда» (от 28 января 2000г, №78).

2. Постановление Правительства РФ «О мерах по улучшению условий и охраны труда» (от 26 августа 1995г, №843).

3. Положение «О расследовании и учете несчастных случаев на производстве» (утверждено постановлением Правительства РФ от 11 марта 1999г, №279).

4. Рекомендации по организации работы службы охраны труда на предприятии, учреждении и организации (утверждены Постановлением Министерства труда РФ от 30 января 1995г, №6).

5. Указ президента РФ «О повышении тарифной ставки (оклада) первого разряда единой тарифной сетки по оплате труда работников организаций бюджетной сферы» (от 20 марта 2000г, №539).

6. Указ президента РФ «О нормах расходов для федеральных государственных служащих на служебные командировки в пределах РФ» (от 5 февраля 2000г, №132).

7. Указ президента РФ «Об утверждении положения о проведении аттестации федерального государственного служащего» (от 9 марта 1996г №353).

Безопасность во всех сферах производственной деятельности, согласно требований и положений Трудового кодекса и других определяющих документов, на лицензионной территории предприятия ООО «Сибнефть-Хантос» является основной задачей

## **6.2 Общие требования к ОПО и рабочим местам**

- В организациях, которые имеют подземные коммуникации (например, кабельные линии, нефтепроводы, газопроводы), руководством организации

должны быть утверждены схемы фактического расположения этих коммуникаций.

- Подземные коммуникации на местности обозначаются указателями, располагаемыми по трассе и в местах поворотов.

- Трубопроводы в местах пересечения с транспортными магистралями, переходами должны иметь знаки предупреждения об опасности и дополнительную защиту (например, "кожухи"), обеспечивающую их безопасную эксплуатацию.

- От крайнего ряда эксплуатационных скважин, а также вокруг других ОПО устанавливаются санитарно-защитные зоны, размеры которых определяются проектной документацией.

- При наличии в продукции месторождений вредных примесей (сернистого водорода, цианистоводородной (синильной) кислоты) между ОПО, добывающими и транспортирующими эту продукцию, и селитебными территориями должна быть установлена буферная (санитарно-защитная) зона, размеры которой определяются проектной документацией.

- Категории проектируемых зданий и помещений по взрывопожарной и пожарной опасностям устанавливаются проектной организацией на стадии проектирования.

- Работники ОПО в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной и коллективной защиты. Каждый участок, цех ОПО, где обслуживающий персонал находится постоянно, необходимо оборудовать круглосуточной телефонной (радиотелефонной) связью с диспетчерским пунктом или руководством участка, цеха данного объекта.

- На рабочих местах, а также в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи.

- Освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на

работающих. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается.

- Измерение освещенности внутри помещений (в том числе участков, отдельных рабочих мест, проходов и так далее) проводится при вводе сети освещения в эксплуатацию в соответствии с нормами освещенности, а также при изменении функционального назначения помещений.

- Во всех производственных помещениях, кроме рабочего, необходимо предусматривать аварийное освещение, а в зонах работ в ночное время на открытых площадках - аварийное или эвакуационное освещение.

- Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника. Вместо устройства стационарного аварийного и эвакуационного освещения разрешается применение ручных светильников с аккумуляторами.

- Выбор вида освещения участков, цехов и вспомогательных помещений ОПО должен производиться с учетом максимального использования естественного освещения.

- Места прохода и доступа к техническим устройствам, на которых требуется подъем рабочего либо обслуживающего персонала на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м - лестницами с перилами. В местах прохода людей над трубопроводами, расположенными на высоте 0,25 м и выше от поверхности земли, площадки или пола, должны быть устроены переходные мостики, которые оборудуются перилами, если высота расположения трубопровода более 0,75 м.

- Маршевые лестницы должны иметь уклон не более 60 градусов (у резервуаров - не более 50 градусов), ширина лестниц должна быть не менее 0,65 м, у лестницы для переноса тяжестей - не менее 1 м. Расстояние между ступенями по высоте должно быть не более 0,25 м. Ширина ступеней должна быть не менее 0,2 м и иметь уклон вовнутрь 2 - 5 градусов.

(в ред. Приказа Ростехнадзора от 12.01.2015 N 1)

- С обеих сторон ступени должны иметь боковые планки или бортовую обшивку высотой не менее 0,15 м, исключая возможность



проскальзывания ног человека. Лестницы должны быть с двух сторон оборудованы перилами высотой 1 м.

- Лестницы тоннельного типа должны быть металлическими шириной не менее 0,6 м и иметь, начиная с высоты 2 м, предохранительные дуги радиусом 0,35 - 0,4 м, скрепленные между собой полосами. Дуги располагаются на расстоянии не более 0,8 м одна от другой. Расстояние от самой удаленной точки дуги до ступеней должно быть в пределах 0,7 - 0,8 м.

- Лестницы необходимо оборудовать промежуточными площадками, установленными на расстоянии не более 6 м по вертикали одна от другой.

- Расстояние между ступенями лестниц тоннельного типа и лестниц-стремянок должно быть не более 0,35 м.

- Рабочие площадки и площадки обслуживания, расположенные на высоте, должны иметь настил, выполненный из металлических листов с поверхностью, исключающей возможность скольжения, или досок толщиной не менее 0,04 м, и, начиная с высоты 0,75 м, перила высотой 1,25 м с продольными планками, расположенными на расстоянии не более 0,4 м друг от друга, и борт высотой не менее 0,15 м, образующий с настилом зазор не более 0,01 м для стока жидкости.

- Работы, связанные с опасностью падения работающего с высоты, должны проводиться с применением предохранительного пояса.

- Предохранительные пояса и фалы следует испытывать не реже чем один раз в 6 месяцев статической нагрузкой, указанной в инструкции по эксплуатации завода-изготовителя, специальной комиссией с оформлением акта. При отсутствии таких данных в инструкции по эксплуатации испытание следует проводить статической нагрузкой 225 кгс в течение пяти минут.

- Для взрывопожароопасных производств (установки подготовки нефти, резервуарные парки, склады горюче-смазочных материалов, площадки скважин и другие объекты) в местах возможного разлива жидких горючих и легковоспламеняющихся веществ применение деревянных настилов запрещается.

Разрешается временное применение деревянных настилов из досок толщиной не менее 0,04 м, обработанных препятствующими горению материалами, при ведении работ с лесов во время ремонта полностью остановленного оборудования и аппаратов, зданий и сооружений.

- Потенциально опасные места (зоны) объектов добычи, подготовки и транспорта нефти и газа (например, открытые емкости, трансмиссии) должны быть надежно ограждены, в том числе временными ограждающими устройствами.

Открывать дверцы ограждений или снимать ограждения следует после полной остановки технического устройства. Пуск технического устройства разрешается только после установки на место и надежного закрепления всех съемных частей ограждения.

- Высота перильных ограждений должна быть достаточной для исключения доступа к движущимся частям технических устройств во время их работы.

При использовании перильных ограждений для приводных ремней с внешней стороны обоих шкивов на случай разрыва ремня устанавливаются металлические лобовые щиты. Разрешается использование перильных ограждений для закрытия доступа к движущимся частям оборудования и механизмов, если имеется возможность установки ограждений на расстоянии более 0,35 м от опасной зоны. При отсутствии такой возможности ограждение должно быть выполнено сплошным или сетчатым.

- Крупногабаритные двери (створы ворот) производственных помещений, имеющие не более двух несущих петель на каждой стороне створки ворот, дверей (например, машинного зала, блока распределительных гребенок, блока дренажных насосов, блока фильтров), должны быть оборудованы страхующими приспособлениями (например, тросами, цепями).

- На участках и в цехах ОПО должны иметься санитарно-бытовые помещения для работающих, занятых непосредственно на производстве, спроектированные в зависимости от групп производственных процессов.

- В местах проезда автотранспорта под инженерными коммуникациями (например, переходы трубопроводов, кабельные эстакады) должны быть установлены дорожные знаки с указанием габаритов высоты проезда.

- Амбары, ямы, колодцы (шахты), котлованы, а также различного рода емкости, выступающие над поверхностью земли менее чем на 1 м, во избежание падения в них людей должны быть ограждены или перекрыты.

- Колодцы подземных коммуникаций должны быть закрыты прочными крышками, иметь скобы или лестницу для спуска в них.

- В местах перехода людей над уложенными по поверхности земли рядами трубопроводов, а также над канавами и траншеями должны устраиваться переходные мостки шириной не менее 0,65 м с перилами высотой не менее 1 м.

### **6.3 Мероприятия по предотвращению, ликвидации и снижению последствий чрезвычайных ситуаций техногенного и природного характера**

#### **6.3.1 Мероприятия, направленные на предотвращение, ликвидацию и снижение последствий чрезвычайных ситуаций техногенного характера**

При проектировании необходимо предусмотреть мероприятия, позволяющие снизить воздействие строящихся объектов на окружающую среду (N 116-ФЗ от 21.07.1997г) [20]:

- предусмотреть конструкции трубопроводных систем, обеспечивающие безаварийную работу (увеличение толщины стенки труб, внутреннее покрытие) и возможность применения диагностических устройств с целью проверки толщины стенок трубопроводов, предусмотреть контроль качества сварных швов трубопроводов методами магнитографирования и радиографирования и гидравлическое испытание на прочность и герметичность (ПБ 03-585-03) [21];

- предусмотреть автоматическое отключение насосов, перекачивающих нефть, при падении давления в трубопроводе;

- предусмотреть электроприводную запорную арматуру с дистанционным управлением (ПБ 08-624-03) [22];

- линейные сооружения разместить на менее уязвимых угодьях (вне путей миграции животных и птиц);

- восстановление и рекультивация земель, отведенных под временное пользование или подвергшихся случайному воздействию, чтобы свести до минимума опасность эрозии, обеспечить защиту водной среды обитания и восстановление растительного покрова.

Для исключения вредного воздействия на гидрологические объекты Приобского месторождения необходимо предусмотреть следующие мероприятия:

- создать организованный поверхностный сток с территории площадочных и других производственных объектов,

- исключить сброс загрязненных сточных вод на дневную поверхность и в водоемы, предусмотреть закачку сточных вод в нефтесборный коллектор;

- не допускать переформирования линий поверхностного стока, поддерживая естественную его направленность, путем создания водопропускные сооружения через насыпи коммуникаций (п.3.5.4 ПБ 08-624-03).

В целях предупреждения загрязнения атмосферного воздуха должны быть предусмотрены мероприятия по сокращению выбросов вредных веществ в атмосферу:

- оснащение предохранительными клапанами всей аппаратуры, на давление превышающее расчетное (ПБ 03-576-03) [23];

- сброс нефти и газа с предохранительных клапанов в аварийные емкости или на факел аварийного сжигания газа (ПБ 03-591-03) [24];

- оснащение резервуаров не примерзающими клапанами типа КДС-3000, оснащение нефтяных резервуаров газоуравнительной системой, наличие резервуаров для аварийного заполнения их нефтью ПБ 03-605-03) [25].

Перед началом проведения работ на скважине бригада КРС должна быть ознакомлена с планом работ, который должен содержать сведения по конструкции и состоянию скважины, пластовому давлению, внутрискважинному оборудованию, перечню планируемых операций. С исполнителями должен быть проведен инструктаж по технике безопасности с соответствующим оформлением в журнале инструктажей [12].

Агрегаты для ремонта скважин должны устанавливаться на площадке, обеспечивающей удобное обслуживание их. Площадка должна иметь надежные упоры или приспособления для крепления подъемника и располагаться с наветренной стороны с учетом господствующего направления ветра. Выхлопные трубы агрегатов и других специальных машин, применяемых при работах на скважинах, должны быть снабжены глушителями, искрогасителями и нейтрализаторами выхлопных газов.

Манометры, индикаторы веса и другие КИП должны устанавливаться так, чтобы показания их были отчетливо видны обслуживающему персоналу.

При силе ветра 11м/сек и более, во время ливня, сильного снегопада и тумана с видимостью менее 50 м производство спуско-подъемных операций запрещается.

Пуск механизмов в ход должен производиться по сигналу и лишь после того, как все работники вахты будут удалены от движущихся частей.

В случае нефтегазопрооявлений в скважине, а также аварийного отключения световой линии в ночное время при спуске и подъеме труб следует немедленно установить на устье задвижку и прекратить дальнейшие работы.

При проведении ремонта устье скважины должно быть оснащено противовыбросовым оборудованием. После установки противовыбросового оборудования скважина опрессовывается на максимально ожидаемое давление, но не выше давления опрессовки эксплуатационной колонны.

Фонтанная арматура до установки на устье скважины должна быть опрессована на величину пробного давления, а после установки – на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны.

Все электрооборудование выполнено во взрывобезопасном исполнении. Для предотвращения возможности возникновения опасных искровых разрядов с поверхности оборудования необходимо предусматривать следующие меры, обеспечивающие ликвидацию зарядов статического электричества:

- а) отвод зарядов путем заземления оборудования и коммуникаций;
- б) отвод зарядов путем уменьшения удельных объемов и поверхностных электрических сопротивлений;
- в) нейтрализация зарядов путем использования радиоизотопных, индивидуальных и других нейтрализаторов.

При работе бригады КРС могут возникнуть чрезвычайные ситуации такие, как выброс оборудования, открытое фонтанирование, взрыв технологического оборудования и емкостей.

При их возникновении, необходимо:

При газонефтяном выбросе без загорания газонефтяной смеси:

1. Немедленно прекратить работы в загазованной зоне
2. Заглушить двигатели внутреннего сгорания
3. Эвакуировать людей за пределы загазованной зоны
4. При необходимости оказать первую доврачебную помощь пострадавшим
5. Загазованную зону обозначить на местности предупреждающими знаками “Опасная зона. Вход воспрещен”
6. Обесточить объекты энергопотребления, которые могут оказаться в опасной зоне.
7. Принять меры к ограничению площади разлива нефти, рабочего флюида, пластовой воды путем устройства обвалования.

8. Сообщить об аварии руководству ЦИТС и через диспетчера ЦИТС представителю военизированного отряда по предупреждению возникновения и ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов.

9. Определить уровень загазованности и при положительном анализе газовой среды принять меры к эвакуации автотехники с места аварии.

10. Дополнительные работы вести по дополнительному плану.

При газонефтяном выбросе с возгоранием газонефтяной смеси:

1. Немедленно прекратить работы в зоне воспламенения газонефтяной смеси

2. При необходимости оказать первую доврачебную помощь пострадавшим.

3. Эвакуировать людей за пределы зоны воспламенения газонефтяной смеси.

4. Сообщить о загорании в пожарную часть, диспетчеру ЦИТС.

5. Приступить к тушению пожара пожарным автомобилем, имеющимися первичными средствами пожаротушения.

6. Принять меры к ограничению площади разлива нефти, рабочего флюида, пластовой воды путем устройства обвалования.

7. При возможности эвакуировать нефтяные емкости, автотехнику ГРП из зоны горения.

8. Организовать встречу прибывших пожарных подразделений.

9. Дальнейшие работы вести по дополнительному плану.

**6.3.2 Мероприятия, направленные на предотвращение, ликвидацию и снижение последствий чрезвычайных ситуаций природного характера**

В настоящее время существует два основных направления минимизации вероятности возникновения и последствий ЧС на Приобском месторождении. Первое заключается в разработке технических и организационных мероприятий, уменьшающих вероятность реализации опасного поражающего

потенциала современных технических систем. В рамках этого направления технические системы снабжены защитными устройствами – средствами взрыво- и пожарозащиты технологического оборудования, электро- и молниезащиты, локализации и тушения пожаров и т.д. в соответствии с законами РФ (N 116-ФЗ 21.07.1997г). Второе направление заключается в подготовке Приобского месторождения (всех эксплуатируемых объектов на территории месторождения), обслуживающего персонала к действиям в условиях ЧС. Основой второго направления является формирование планов действия в ЧС, для создания которых разработаны сценарии возможных аварий и катастроф на территории месторождения.

Ликвидация чрезвычайных ситуаций осуществляется силами и средствами предприятия, в соответствии с инструкцией, действующей на предприятии «Сибнефть-Хантос» [26] и федеральным законом РФ (N 116-ФЗ 21.07.1997г).

#### *Мероприятия по предотвращению лесных и торфяных пожаров*

Нефтегазодобывающее предприятие и организации при проведении работ в течение пожароопасного сезона на территории лесного фонда обязаны:

- содержать территории, отведенные под скважины и другие сооружения, очищенными от древесного хлама и иных легковоспламеняющихся материалов; проложить по границам этих территорий минерализованную полосу шириной не менее 1,4 м и содержать ее в очищенном состоянии. Аналогичные минерализованные полосы прокладываются вокруг других мест проведения работ.

- полностью очистить от деревьев и кустарников площади в радиусе 50 м от пробуриваемых и эксплуатируемых скважин по закрытой системе – в радиусе 25 м;

- не допускать хранения нефти в открытых емкостях и котлованах, а также загрязнения территории горючими веществами (нефтью, мазутом и другими);



- согласовать с лесхозами порядок и время сжигания нефти при аварийных разливах, если она ликвидируется данным путем.

#### **6.4 Влияние технологических процессов ООО «Сибнефть – Хантос» на экологическое состояние прилегающей территории**

##### Атмосферный воздух

При бурении скважин и строительстве объектов обустройства загрязнение атмосферы происходит, в основном, в результате выделения:

- продуктов сгорания топлива (дизельные двигатели и котельные);
- растворителей (окрасочные работы);
- сварочных аэрозолей (сварочные работы).

Характерным фоновым загрязнением буровых зон следует считать испарение предельных углеводородов (C12-C19).

При эксплуатации объектов по добыче и подготовке нефти загрязнение атмосферы предполагается в результате выделения:

- легких фракций углеводородов от технологического оборудования (кусты скважин, сепараторы, емкости, свечи, резервуары, насосы);
- продуктов сгорания попутного нефтяного газа (котельные, подогреватели нефти, факелы);

Кроме этого, на всех стадиях освоения месторождения в атмосферу выделяются загрязняющие вещества от передвижного транспорта.

##### Почвы, недра

Необходимо выделить несколько видов воздействия на ландшафты, растительность, почвы и грунты при освоении месторождения.

Прямое воздействие на земли путем изъятия под объекты нефтепромысла.

Механическое воздействие связано с вертикальной перепланировкой рельефа, уплотнением верхнего слоя почвы при отсыпке площадок под бурение, при передвижении автотранспорта по дорогам.

Механическое воздействие, связанное с вертикальной перепланировкой рельефа, характеризуется следующими факторами:

- подсыпка грунта при вертикальной планировке площадок для объектов нефтепромысла, автомобильных дорог;
- разработка карьера песка;
- устройство траншей для подземного строительства трубопроводов.

Биоморфологические нарушения, источниками которых могут быть расчистка территории под буровую площадку, вырубка леса, снятие и складирование верхнего слоя почвы.

Во всех случаях воздействие, так или иначе, оказывается негативным, потому что его результатом является накопление аэрозольных загрязнений в почвах и растительном покрове, локальное уничтожение грунтов, уменьшение их механической прочности, формирование антропогенного рельефа местности (ямы, насыпи, котлованы и т.д.).

В растительном мире происходит уничтожение травяно-кустарничкового яруса, угнетение растительности на прилегающей территории. Часто происходит смена одного ландшафта (сообщества экосистем) на другой и, как правило, менее ценный во всех отношениях.

#### Поверхностные воды

Классифицируя виды воздействия на поверхностные воды, можно выделить основные из них:

- строительство линейных и площадочных объектов (устройство насыпных оснований под площадку куста скважин, подсыпка для автомобильных дорог);
- забор воды на хозяйственно-питьевое и производственно-пожарное водоснабжение;

Непосредственное воздействие на качество поверхностных вод при бурении скважин, строительстве и эксплуатации объектов обустройства могут оказывать следующие источники загрязнения:

- утечки жидких отходов бурения из накопительных котлованов, сооружаемых в минеральном грунте (шламовых амбаров);
- перенос вредных веществ с загрязненных участков ливневыми и талыми водами по ложбинам стока;
- перенос вредных веществ грунтовыми водами, питающими реки;
- прямые выбросы веществ в водоемы.

Наиболее характерными последствиями проведения строительных работ на указанных сооружениях являются:

- нарушение берегов водных преград, частичное нарушение рельефа;
- повреждение русла постоянных водотоков;
- нарушение растительности на берегах водоемов;
- взмучивание и нарушение мест корма рыб в водоемах.

Кроме того, при строительстве насыпных оснований, линейных сооружений (особенно автомобильных дорог) может происходить переформирование поверхностного стока. При этом создаются предпосылки к изменению увлажнения поверхности, режима верховодки, влажности почвогрунтов при подтоплении или осушении.

## **6.5 Основные чрезвычайные ситуации техногенного характера**

### **6.5.1 Характеристика наиболее вероятных ЧС техногенного характера возникающих на территории предприятия**

На месторождении могут возникнуть различные чрезвычайные ситуации (ЧС). Путем экспертных оценок на Приобском месторождении можно спрогнозировать следующие виды ЧС техногенного характера:

- пожары;
- отключение электроэнергии;
- взрывы и многое другое.

Специфической особенностью большинства объектов нефтегазовой промышленности является наличие значительного объема нефти и газа, что

обуславливает возникновение аварий, пожаров, взрывов, затоплений, опасного поражения местности и атмосферы сильнодействующими ядовитыми веществами.

Наибольшую опасность при ведении спасательных и неотложных аварийно-восстановительных работ (СНАВР) на объектах нефтегазовой промышленности представляют пожары, возникающие при разрушении технологических емкостей, аппаратов, трубопроводов и оборудования, сильная загазованность, грозящая отравлениями и взрывами, задымленностью и затопленностью нефтью или нефтепродуктами территории.

Спасательные работы на загазованных и задымленных участках в первую очередь направлены на эвакуацию из опасных районов в безопасные места всего незащищенного населения и только затем укрываемых, находящихся в герметичных защитных сооружениях, обеспечивающих регенерацию внутреннего воздуха.

К промышленности относятся также: сбор и тушение растекающейся горячей нефти и нефтепродуктов или их отвод в безопасные места; охлаждение горящих и соседних емкостей, аппаратов и другого оборудования; создание дополнительных ограждающих валов; перекачку нефти и нефтепродуктов из горящих, разрушенных или поврежденных аппаратов в свободные или специальные аварийные; снижение давления в аппаратах работающих под давлением или наоборот, повышение до атмосферного в вакуумных аппаратах; отключение аварийных участков и т.д.

Определение вероятных параметров ударной волны при взрыве газовоздушной или паровоздушной смеси рисунок 47.

Ниже приведен расчёт чрезвычайной ситуации: вероятный взрыв емкости, заполненной нефтью объемом 10м<sup>3</sup>. При этом объем газовоздушной смеси  $Q(T)$  принимается равным 20 % от объема емкости. При взрыве выделяют зону детонационной волны с радиусом  $R_1$ , где происходит полное разрушение. Избыточное давление в зоне детонационной волны  $\Delta P_{ф1}=900$  кПа. Радиус зоны детонационной волны  $R_1$  определяется по уравнению:

$$R1 = 18,5 \sqrt[3]{Q}, \text{ м} \quad (18)$$

где Q – количество газа, т;

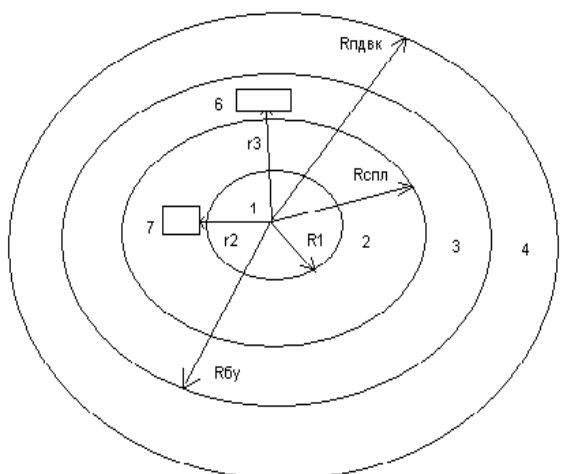


Рисунок 47 - Взрыв паро- и газовой смеси

1 – зона детонационной волны; 2 – зона ударной волны; 3 – зона смертельного поражения людей; 4 – зона безопасного удаления; 5 – зона предельно допустимой взрывобезопасной концентрации; 6 – крановое оборудование; 7 – станция управления; Rспл – радиус смертельного поражения людей; Rбу – радиус безопасного удаления,  $\Delta P_{ф}=5 \text{ кПа}$ ; Rпдвк – радиус предельно допустимой взрывобезопасной концентрации; R1 – радиус зоны детонационной волны (м);  $r_2=25 \text{ м}$  расстояние до кранового оборудования;  $r_3=70 \text{ м}$  расстояние до станции управления.

Для нашего случая объем газовой смеси 1,644т, тогда радиус зоны детонационной волны:

$$R1 = 18,5 \sqrt[3]{1,644} = 21,83 \text{ м},$$

Вероятные разрушения зданий, сооружений, коммуникаций и оборудования в зависимости от избыточного давления, таблица 13.

Таблица 13 - Степень разрушения объектов при взрыве газа

Наименование элементов предприятия	Степень разрушения при избыточном давлении, $\Delta P_{ф}, \text{ кПа}$
Промышленное с металлическим или железобетонным каркасом (З)	Слабое
Крановое оборудование (КО)	Сильное
Аппаратура(КИА)	Сильное
Воздушные ЛЭП	Слабое
Кабель наземный(КН)	Сильное
Наземные резервуары для ГСМ(Р)	Слабое

Грузовые автомобили(ГА)	Сильное
Автобусы (А)	Слабое
Гусеничные тракторы (ГТ)	Слабое

Радиус зоны смертельного поражения людей  $R_{спл}$  определяется по формуле:

$$R_{спл}=30\sqrt[3]{Q} \quad (19)$$

Для нашего случая  $R_{спл} = 30\sqrt[3]{1,644} = 35,41\text{м}$ .

Давления, оказываемые взрывом на крановое оборудование и станцию управления, будет составлять 279 кПа и 45кПа соответственно. На момент взрыва на работе было 10 человек, 7 из них находилось рядом со скважиной, 3 – в станции управления.

$R_{бу}=262\text{м}$ , при условии, что  $\Delta P_{ф}=5\text{кПа}$ .

Для данных объектов степени разрушения оцениваются как сильные, т.е. после взрыва требуется приобретение нового оборудования. Таким образом, можно сделать вывод, что рабочий персонал пострадает, не исключен смертельный исход.

Определение глубины распространения СДЯВ при разливе их с поражающей концентрацией

Распространение СДЯВ при неблагоприятных метеоусловиях ( $t=20^{\circ}\text{C}$ , скорость ветра 1 м/с, направление ветра на предприятие) изображено на рисунке 48.

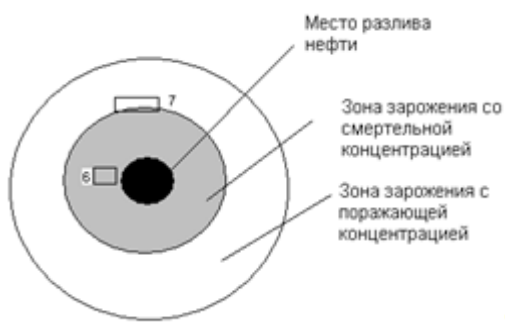


Рисунок 48 - Распространение СДЯВ

6 – крановое оборудование; 7 – станция управления

Рассчитаем распространение СДЯВ при разливе сырой нефти 10м<sup>3</sup> из емкости.

При разливе СДЯВ образуется первичное облако пара (мгновенное испарение) и вторичное облако пара (испарение слоя жидкости).

Определяют эквивалентное количество вещества Q<sub>э1</sub> по первичному облаку по формуле:

$$Q_{э1} = K_1 \cdot K_3 \cdot Q_0, \text{ т} \quad (20)$$

где K<sub>1</sub> – коэффициент, зависящий от условий хранения СДЯВ (таблица 7.3.) для сырой нефти K<sub>1</sub>=0;

K<sub>3</sub> – коэффициент, равный отношению пороговой токсодозы соляной кислоты к пороговой токсодозе другого СДЯВ

Q<sub>0</sub> – количество выброшенного (разлившегося) при аварии вещества, м<sup>3</sup>.

$$Q_{э1} = 0 \cdot 0,36 \cdot 8,22 = 0 \text{ т}$$

Определяют эквивалентное количество вещества Q<sub>э2</sub> по вторичному облаку в тоннах по формуле:

$$Q_{э2} = (1 - K_1) \cdot K_2^{0,2} \cdot K_3 \cdot \frac{Q_0}{h^{0,2} \cdot d^{0,2}}, \quad (21)$$

где: K<sub>2</sub> – коэффициент, зависящий от свойств СДЯВ таблица 14,

d – плотность СДЯВ, т/м<sup>3</sup> таблица 14;

h – толщина слоя СДЯВ, м.

$$Q_{э2} = (1 - 0) \cdot 0,021^{0,2} \cdot 0,36 \cdot \frac{8,22}{0,05^{0,2} \cdot 0,822^{0,2}} = 2,59 \text{ м}^3$$

Таблица 14 - Характеристика СДЯВ и вспомогательные коэффициенты для определения глубин зон заражения

Наименование СДЯВ	Плотность СДЯВ, т/м <sup>3</sup>		Температура кипения, °С	Пороговая токсодоза, мг·мин/л	Значения вспом. Коэффициентов		
	Газ	жидкость			K <sub>1</sub>	K <sub>2</sub>	K <sub>3</sub>
Нефть, бензин	0,0021	0,65-0,85	35-360	-	0	0,021	0,36

Максимальное значение глубины зоны заражения вторичным облаком СДЯВ: Г<sub>2</sub>=9,18 км

Таким образом, от вторичного облака пострадают все люди, находящиеся вне здания (7 человек) и половина в здании (1; 2 человека).

### **6.5.2 Чрезвычайные ситуации, вызванные террористическими актами**

Помимо чрезвычайных ситуаций, возникших естественным путём, возможны повреждения оборудования в результате террористических актов. Для предотвращения подобных ситуаций въезд на Самотлорском месторождении контролируется службой безопасности ООО ЧОП «Русь» и присутствие посторонних людей на месторождении запрещено, на объектах месторождения действует контрольно-пропускная система.

### **6.5.3 Чрезвычайные ситуации, вызванные природными явлениями**

Наиболее вероятные чрезвычайные ситуации природного происхождения, характерные для района работ на котором располагается Приобское месторождение:

1) наводнение — временное затопление значительной части суши водой в результате действия природных сил. Наводнения могут быть вызваны выпадением обильных осадков или обильным таянием снегов. Это ведет к резкому подъему уровня рек, озер, образованию заторов. Прорыв заторов и плотин может привести к образованию волны прорыва, характеризующейся стремительным перемещением огромных масс воды и значительной высотой;

2) подтопление - результат наводнений, разливов, нагонных явлений. Последствиями подтопления могут быть:

- загрязнение подземных вод, источников водоснабжения;
- разрушение почв, ухудшение качества земель;
- угнетение и изменение водного состава флоры и фауны;
- заболачивание, засоление территорий и вырождение растительности и лесов;



- атмосферные опасности.

Атмосферное давление распределяется неравномерно, что приводит к движению воздуха относительно Земли от высокого давления к низкому. Это движение называется ветром. Область пониженного давления в атмосфере с минимумом в центре называется циклоном. Циклон в поперечнике достигает несколько тысяч километров. Антициклон — это область повышенного давления в атмосфере с максимумом в центре.

В результате естественных процессов, происходящих в атмосфере, на Земле, в частности на территории Западной Сибири, наблюдаются явления, которые представляют непосредственную опасность и затрудняют функционирование систем человека. К таким атмосферным опасностям относят ураганы, бури, смерчи, град, метели, ливни, гололед, туманы, молнии.

Грозы приводят к наиболее опасным проявлениям стихии — пожарам. Пожар — это произвольное распространение горения, которое вышло из-под контроля. Особенно опасны торфяные и лесные пожары.

Лесные пожары могут быть разных видов: низовой, когда горит сухой торфяной покров, лесная подстилка, валежник, кустарник, молодой лес; верховой, когда горит лес снизу до верху или кроны деревьев. Огонь движется быстро, искры разлетаются далеко; торфяной (почвенный), когда беспламенно горит торф на глубине. Это наиболее опасное чрезвычайное происшествие, которое может привести к воспламенениям и взрывам в районе работ.

## **Выводы**

Разработка Южной лицензионной территории Приобского месторождения осуществляется в соответствии с мерами по охране окружающей среды и строгим соблюдением российских и международных природоохранных стандартов и требований для такого рода проектов. Тесное взаимодействие с административными контрольными органами и установление надежных внутренних экологических норм гарантируют, что строительство, эксплуатация и ликвидация различных объектов и скважин осуществляется в

соответствии с применяемыми правовыми нормами и правилами. Соблюдение предусмотренных стандартами высоких требований в области охраны окружающей среды и безопасности производства, соответствующих местным, региональным и национальным законам и природоохранным стандартам, обеспечивает минимальное воздействие на окружающую среду.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Добыча нефти ведется в многопластовых залежах с применением технологий эксплуатации нескольких пластов одной скважиной, при этом предусматривается использование погружных центробежных электронасосов (ЭЦН), устанавливаемых в интервалах эксплуатации скважин.

В качестве водонагнетательных используются переведенные на этот режим добывающие скважины после периода эксплуатации продолжительностью от одного года до двух лет для получения преимуществ высокодебитной добычи, характерной для вновь пробуренных скважин.

Анализ трассерных исследований по пластам АС10 и АС12 Приобского месторождения, проведенных в 2005 г. свидетельствует о наличии гидродинамической связи между пластами.

Интерпретация трассерных исследований с закачкой трассера тринатрий фосфата в пласт АС12 скважину 477Р, роданистого аммония в пласт АС10 в скважину 12277, флуоресцеина натрия в пласт АС10, и эозина в пласт АС10 в скважину 15994 позволила обнаружить техногенные нарушения.

По результатам проведенных индикаторных исследований и на основе обобщения многолетнего опыта применения методов нефтеотдачи рекомендовано:

- произвести работы по выравниванию профиля приемистости на 8 нагнетательных скважинах;
- произвести 17 ОПЗ добывающих скважин на основе технологий, содержащих спиртно – кислотные составы;
- произвести комплексную обработку призабойной зоны пласта на 7 добывающих скважинах;
- продолжать внедрять технологию ОРРНЭО.

Анализ внедрения технологии одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов (технология ОРРНЭО) показал увеличение добычи нефти в среднем на одну скважину не менее 2,4 тыс т.

Дебиты скважин с началом внедрения технологии ОРРНЭО возросли по нефти соответственно с 9,2 т/сут до 17,4 т/сут и по жидкости с 9,5 т/сут до 18,1 т/сут.

Так как залежь Приобского месторождения является многопластовой, с целью детального изучения каждого пласта, а также гидродинамической связи или, перетоков между пластами, т.е. чтобы получить наиболее полную характеристику объекта необходимо исследовать все пласты, для надежности принимаемых решений по геолого – техническим мероприятиям, для оптимизации поля пластовых давлений при использовании системы ППД, а также для максимального извлечения нефти, для этого разработана технология исследования индикаторами многопластовой залежи.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Подсчет запасов и технико – экономическое обоснование извлечения нефти южной части Приобского месторождения (отчет), Амоко Обь Ривер Петролиум Лимитед, Ханты – Мансийск, 2001, 237 с.
2. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов. Минтопэнерго, РМТК «Нефтеотдача», ВНИИнефть, М. 1993 – 87 с.
3. В.А. Леонов Способ адаптивной оптимизации пластового давления. Тезисы VIII научно – практической конференции Международной специализированной выставки «нефть, газ, нефтехимия – 2001» Новейшие методы увеличения нефтеотдачи пластов – теория и практика их применения, Казань, 2001 – 140 с.
4. Бодрягин А.В., Медведский Р.И. и др. Патент РФ № 2171368 от 27.07.2001 г., Способ разработки нефтяного месторождения, представленного пористо – трещиноватым коллектором.
5. Трофимов А.С., Леонов В.А., Кривова Н.Р. и др., Патент РФ по заявке № 20051051460/03 Способ исследования и разработки многопластового месторождения углеводородов.
6. Костюченко С.В. Методика количественного анализа эффективности реализуемых систем заводнения на основе моделей линий тока, Труды международного технологического симпозиума «Новые технологии разработки и повышения нефтеотдачи» М., 2005, с. 236.
7. Трофимов А.С., Леонов В.А., Кривова Н.Р. и др. Отчет о научно и исследовательской работе «Разработка программы циклического заводнения Покачевского месторождения ТПП «Покачевнефтегаз» / НИИ «СибГеоТех» - 75 с.
8. Трофимов А.С., Леонов В.А., Кривова Н.Р. и др. «Трассерные исследования южной части пласта АС10 Приобского месторождения» (отчет), НИИ «СибГеоТех», Нижневартовск 2005, 111 с.

9. РД 39-014 7428-89. Методическое руководство по технике проведения индикаторных исследований и интерпретации их результатов для регулирования и контроля заводнения нефтяных залежей. СевКавНИПИнефть – Соколовский Э.В. и др.- Грозный, 1989 – 79 с.

10. Тренчиков Ю.И. Совершенствование индикаторных методов исследований нефтяных залежей и контроля процессов разработки, автореферат на соискание ученой степени к.т.н., Грозный, 1983 – 20 с.

11. Создание технологии повышения эффективности разработки юрских залежей по «Нижневартовскнефтегаз» путем оптимизации давления нагнетания (отчет) – НижневартовскНИПИнефть - Гец И.Ф. и др., Нижневартовск, 1990 – 365 с.

12. Трофимов А.С., Артамонова Г.Н. Разработка рекомендаций по регулированию процесса заводнения пласта ЮВ1 Ершового месторождения на основе закачки трассера (отчет), – НижневартовскНИПИнефть, Нижневартовск 1992 – 240 с.

13. Курушина Е.В., Краснова Т.Л. Методические указания по организационно-экономической части дипломных проектов студентов специальности 0907 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» дневного и заочного обучения — Тюмень, Ротапринт ТюмГНГУ, 1998г.

14. Конституция Российской Федерации от 25.12.1993, с изменениями от 09.01.1996, 10.02.1996, 09.06.2001г.

15. Федеральный закон РФ N 7-ФЗ "Об охране окружающей среды" от 10.01.2002г.

16. Федеральный закон РФ N 199-ФЗ "О внесении изменений в законодательные акты Российской Федерации в связи с расширением полномочий органов государственной власти субъектов Российской Федерации по предметам совместного ведения Российской Федерации и субъектов Российской Федерации, а также с расширением перечня вопросов местного значения муниципальных образований" от 29.12.2004г.

17. Закон Российской Федерации N 2396-1 «О недрах» от 21.02. 1992г. в редакции, введенной в действие с 6 марта 1995 года, поправки Федеральным законом от 3 марта 1995 года N 27-ФЗ, редакция, действующая с 1 января 2005 года.
18. Федеральный закон РФ N 96-ФЗ "Об охране атмосферного воздуха" от 04.05.1999г. с изменениями от 22 августа 2004 г., 9 мая 2005 г.
19. Федеральный закон РФ N 52-ФЗ «О животном мире» от 24.04.1995 года, с изменениями на 31 декабря 2005 года.
20. Федеральный закон РФ N 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» 21.07.1997г.
21. ПБ 03-585-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов (утв. постановлением Госгортехнадзора РФ от 10 июня 2003 г. N 80).
22. ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (утв. постановлением Госгортехнадзора РФ от 5 июня 2003 г. N 56).
23. ПБ 03-576-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением (утв. постановлением Госгортехнадзора РФ от 11 июня 2003 г. N 91).
24. ПБ 03-591-03 Правила безопасной эксплуатации факельных систем от 21 июня 2003 г., N 120/1.
25. ПБ 03-605-03 Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов (утв. постановлением Госгортехнадзора России от 09.06.2003 N 76).
26. Инструкция по охране окружающей среды по предприятию ООО "Сибнефть-Хантос" от 19.01.2001г.